



**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE
ALGECIRAS**

**SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y
CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN
ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE
ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS.**

Titulación: Grado en Ingeniería Eléctrica.

Alumno: Pedro Martínez Torremocha.

Tutor 1: Juan Andrés Martín García.

Tutor 2: Francisco Javier Hormigo Barroso.

Julio, 2016.

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1. MEMORIA DESCRIPTIVA
2. MEMORIA DE CÁLCULO
3. PLANOS
4. PLIEGO DE CONDICIONES
5. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD
6. PRESUPUESTO

DOCUMENTO Nº 1

MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE

1.1 OBJETO DEL PROYECTO.....	4
1.2 ALCANCE DEL PROYECTO.....	4
1.3 ANTECEDENTES.....	4
1.4 EMPLAZAMIENTOS.....	5
1.5 CONDICIONES AMBIENTALES.....	6
1.6 REQUISITOS DE DISEÑO.....	6
1.7 NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....	6
1.8 ANÁLISIS DE SOLUCIONES.....	7
1.8.1 La electrificación de ferrocarriles de alta velocidad.....	7
1.8.1.1 Introducción.....	7
1.8.1.2 La electrificación de ferrocarriles en corriente alterna.....	9
1.8.1.2.1 Estructura.....	9
1.8.1.2.2 Sistemas de alimentación.....	10
1.8.1.2.3 Subestaciones de tracción.....	16
1.8.1.2.4 Circuito de tracción.....	18
1.8.1.2.5 Autotransformadores.....	20
1.8.1.2.6 Zonas neutras.....	20
1.8.1.3 Modos de funcionamiento.....	21
1.8.1.4 Criterios eléctricos de funcionamiento.....	23
1.8.1.4.1. Tensiones en la catenaria.....	23
1.8.1.4.2. Corrientes en la catenaria.....	24
1.8.1.4.3 Corrientes de cortocircuito.....	25
1.8.2 Embarrados de las subestaciones y centros de autotransformación.....	26
1.8.2.1 Configuraciones de barras.....	26
1.8.2.2 Tipos de barras.....	31
1.8.3 Conductores.....	32
1.8.4 Aisladores.....	33
1.8.5 Seccionadores.....	35
1.8.6 Interruptores automáticos.....	36
1.8.7 Pararrayos.....	39
1.8.8 Transformadores de potencia.....	40
1.9 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS INSTALACIONES.....	41
1.9.1 Descripción general.....	41
1.9.2 Criterios de selección.....	41
1.9.3 Condiciones de servicio.....	42
1.9.4 Magnitudes eléctricas.....	42
1.9.5 Tensiones nominales para circuitos auxiliares y de mando.....	43
1.9.6 Disposición de las subestaciones y centros de autotransformación.....	43
1.9.7 Obras civiles, edificios y estructuras metálicas.....	43
1.9.7.1 Movimientos de tierras.....	43
1.9.7.2 Cimentaciones para aparcamiento y pórticos.....	44
1.9.7.3 Bancadas para transformadores y sistema de recuperación y recogida de aceites.....	44
1.9.7.4 Estructuras metálicas y soportes.....	44
1.9.7.5 Edificios de control y celdas AT.....	44
1.9.7.6 Conducciones de cables de control y potencia.....	44

1.9.7.7 Saneamientos y drenajes.....	45
1.9.7.8 Accesos y viales.....	45
1.9.7.9 Vallados perimetrales y puertas.....	45
1.10 DISEÑO DEL SISTEMA 2X25 KV.....	45
1.10.1 Descripción de la línea.....	46
1.10.2 Dimensionamiento eléctrico.....	46
1.10.2.1 Acometida y subestaciones de tracción.....	46
1.10.2.2 Centros de autotransformación.....	47
1.10.3 Modos de funcionamiento.....	49
1.11 SUBESTACIONES 400/55 KV.....	51
1.11.1 Descripción general.....	51
1.11.2 Distancias de seguridad.....	52
1.11.3 Aparamenta y embarrados de 400 kV.....	52
1.11.3.1 Seccionadores de línea y puesta a tierra.....	53
1.11.3.2 Transformadores de tensión para medida y control.....	53
1.11.3.3 Transformadores de intensidad para medida y control.....	54
1.11.3.4 Transformadores de tensión para protección.....	55
1.11.3.5 Transformadores de intensidad para protección.....	55
1.11.3.6 Interruptores automáticos.....	56
1.11.3.7 Autoválvulas (pararrayos).....	57
1.11.3.8 Embarrados.....	57
1.11.4 Descripción de las posiciones de 400 kV.....	58
1.11.5 Transformadores de potencia para tracción.....	58
1.11.6 Aparamenta y embarrados de 55 kV.....	59
1.11.6.1 Seccionadores de línea.....	60
1.11.6.2 Autoválvulas (pararrayos).....	60
1.11.6.3 Celdas de 55 kV.....	60
1.11.6.4 Armarios de barra "0".....	62
1.11.6.5 Embarrados.....	62
1.11.6.6 Aisladores soporte.....	62
1.11.7 Descripción de las posiciones de 55 kV.....	63
1.11.8 Conductores 55 kV.....	63
1.11.9 Aparamenta de 27,5 kV.....	65
1.11.9.1 Celdas de 27,5 kV.....	65
1.11.10 Descripción de las posiciones de 27,5 kV.....	65
1.11.11 Conductores 27,5 kV.....	66
1.11.12 Transformadores de potencia de servicios auxiliares.....	67
1.11.13 Servicios auxiliares.....	67
1.11.13.1 Descripción general.....	67
1.11.13.2 Servicios auxiliares de CA y CC.....	68
1.11.13.3 Grupos electrógenos.....	69
1.11.13.4 Alumbrado y fuerza.....	69
1.11.13.4.1 Alumbrado interior.....	69
1.11.13.4.2 Alumbrado exterior.....	70
1.11.13.4.3 Alumbrado de emergencia.....	70
1.11.13.4.4 Tomas de fuerza.....	71
1.11.13.5 Conductores 230 V.....	71
1.11.14 Redes de tierras.....	73

1.11.14.1 Descripción general.....	73
1.11.14.2 Red de tierras inferior.....	74
1.11.14.3 Red de tierras superior.....	74
1.12 CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN 55/27,5 KV.....	75
1.12.1 Descripción general.....	75
1.12.2 Aparamenta y embarrados de 55 kV.....	76
1.12.2.1 Seccionadores de línea.....	76
1.12.2.2 Autoválvulas (pararrayos).....	76
1.12.2.3 Celdas de 55 kV.....	77
1.12.2.4 Armarios de barra "0".....	78
1.12.2.5 Embarrados.....	78
1.12.2.6 Aisladores soporte.....	79
1.12.3 Descripción de las posiciones de 55 kV.....	79
1.12.4 Autotransformadores de potencia para tracción.....	80
1.12.5 Conductores 55 kV.....	81
1.12.6 Aparamenta de 27,5 kV.....	82
1.12.6.1 Celdas de 27,5 kV.....	82
1.12.7 Descripción de las posiciones de 27,5 kV.....	83
1.12.8 Conductores 27,5 kV.....	84
1.12.9 Transformadores de potencia de servicios auxiliares.....	86
1.12.10 Servicios auxiliares.....	86
1.12.10.1 Descripción general.....	86
1.12.10.2 Servicios auxiliares de CA y CC.....	86
1.12.10.3 Alumbrado y fuerza.....	87
1.12.10.3.1 Alumbrado interior.....	87
1.12.10.3.2 Alumbrado exterior.....	88
1.12.10.3.3 Alumbrado de emergencia.....	88
1.12.10.3.4 Tomas de fuerza.....	89
1.12.10.4 Conductores 230 V.....	89
1.12.11 Redes de tierras.....	91
1.12.11.1 Descripción general.....	91
1.12.11.2 Red de tierras inferior.....	91
1.13 MANDO, CONTROL Y PROTECCIÓN.....	92
1.13.1 Descripción general de mando y control.....	92
1.13.2 Niveles de mando y control.....	93
1.13.3 Protecciones.....	94
1.13.4 Funcionalidades del sistema integrado de control distribuido.....	94
1.14 CLIMATIZACIÓN Y VENTILACIÓN.....	94
1.15 SISTEMA DE MEDIDA Y CONTROL DE LA ENERGÍA.....	95
1.15.1 Equipos de medida de la energía.....	95
1.15.2 Equipos de control de la energía.....	96
1.16 SISTEMA DE DETECCIÓN Y EXTINCIÓN DE INCENDIOS.....	97
1.16.1 Sistemas de detección.....	97
1.16.1.1 Equipos instalados.....	97
1.16.2 Señalización.....	97
1.16.3 Extinción manual.....	97
1.17 SISTEMA DE SEGURIDAD Y CONTROL DE ACCESOS.....	97
1.18 BIBLIOGRAFÍA.....	98

1.1 Objeto del proyecto

La elaboración del presente proyecto tiene por objeto el diseño de las subestaciones eléctricas de tracción y centros de autotransformación asociados de la línea ferroviaria de 175 km (aprox.) entre las localidades de Antequera (Málaga) y Algeciras (Cádiz) para tráfico mixto (pasajeros y mercancías). El sistema de electrificación será el de 2x25 kV en corriente alterna, con catenaria apta para velocidades de 350 km/h. Dicho sistema consta de dos subestaciones de tracción conectadas a la red de alta tensión, nueve centros de autotransformación intermedios y uno final.

1.2 Alcance del proyecto

El alcance del proyecto de cada subestación de tracción y centro de autotransformación comienza en los pórticos de entrada de línea de cada instalación y termina en los pórticos de salida a la catenaria de la línea férrea. Dentro de este ámbito, se incluye la descripción física de las instalaciones y el cálculo y selección de la aparamenta eléctrica de alta, media y baja tensión necesaria; con excepción de los sistemas de baja tensión de mando, protección y control asociados a los equipos, de los que se hará una descripción y se especificará su funcionalidad. De entre los servicios auxiliares de las subestaciones y centros de autotransformación, se definirán y calcularán los de alumbrado y fuerza, la red de tierras y la instalación de protección contra descargas atmosféricas.

El emplazamiento y el número de centros necesarios, así como la potencia necesaria a instalar para la línea con el sistema de electrificación 2x25 kV se obtienen del estudio de dimensionamiento eléctrico de la línea ferroviaria, que no es objeto del presente proyecto.

En el diseño, se tendrán en consideración los reglamentos y las normas vigentes, así como las especificaciones técnicas establecidas por el suministrador de energía, Red Eléctrica Española (REE), y por el explotador de la línea, ADIF.

1.3 Antecedentes

La línea Antequera - Algeciras, forma parte de la Red Ferroviaria de Altas Prestaciones establecida en el Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte 2005-2020 (PEIT) del Ministerio de Fomento, dentro del corredor de Andalucía para trenes de alta velocidad y de los Proyectos Prioritarios de la Red Transeuropea de Transportes como parte del eje prioritario TEN-T 16.

El objetivo principal de esta línea de altas prestaciones es el de dotar a Ronda y al Campo de Gibraltar de una conexión ferroviaria moderna y eficaz que mejore radicalmente la movilidad de su población y facilite el transporte de mercancías garantizando de este modo la posición del Puerto de Algeciras como nodo principal del sistema portuario del Mediterráneo.

En el marco del PEIT 2005-2020 se prevén tres tipos de actuaciones:

- Construir una variante con vía doble entre Bobadilla y Ronda: El nuevo trazado, que permitirá una velocidad máxima superior a 300 Km/h partirá de la estación de Antequera-

Santa Ana, conectará con la estación de Bobadilla y discurrirá hasta Ronda por el corredor que ocupa la línea actual. La nueva línea será electrificada y contará con dos vías: una de ancho internacional (UIC) y otra de doble ancho (3 carriles, ancho UIC y ancho ibérico simultáneamente) destinada preferentemente a los trenes de mercancías. También estará dotada de los equipos de control y seguridad en la circulación más avanzados, como es el ERTMS, y serán suprimidos todos los pasos a nivel existentes.

- Modernizar y electrificar la línea existente (vía única) entre Ronda y Algeciras: Renovación completa de la vía para instalación de un tercer carril (doble ancho), instalación de un sistema de control de tráfico centralizado (CTC), medidas de contención y protección contra desprendimientos (muros guía, muros de gaviones, barreras de protección y mallas de contención), estabilización de terraplenes, la construcción de falsos túneles, ampliaciones de la plataforma, el cerramiento de la vía en las zonas urbanas, la corrección de las deficiencias de drenaje de la línea actual, la reducción del número de pasos a nivel y el suministro de energía a la línea aérea de contacto desde las subestaciones eléctricas de tracción localizadas a lo largo del trayecto.

- Integración del ferrocarril en Algeciras y mejora a las instalaciones portuarias e industriales: Creación de un nuevo acceso ferroviario al complejo portuario de la Bahía de Algeciras que dará acceso a los muelles de Campamento, situados en el extremo norte de la Bahía.

Por ello, el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF), pretende la construcción de las subestaciones de tracción y centros de autotransformación necesarios para la futura demanda de tracción que tendrá la línea cuando dichas actuaciones entren en funcionamiento.

1.4 Emplazamientos

Las subestaciones de tracción (SET), se encontrarán situadas en los términos municipales de Ronda (Málaga) y Castellar de la Frontera (Cádiz), ocupando una superficie de 87 x 64 m.; a su vez, los centros de autotransformación, se encontrarán situados a lo largo de la línea férrea, ocupando una superficie de 33 x 24 m. los centros de autotransformación intermedios (ATI) y 43 x 27 m. el centro de autotransformación final (ATF).

Las ubicaciones de las instalaciones son las siguientes:

	Punto Kilométrico (PK)	Superficie (m)	Localización		Municipio	Provincia
ATI 1.1	10+080	33 x 24	Polígono 54	Parcela 5	Campillos	Málaga
ATI 1.2	24+480	33 x 24	Polígono 31	Parcela 1	Teba	Málaga
ATI 1.3	39+100	33 x 24	Polígono 42	Parcela 5	Cañete la Real	Málaga
SET-1	53+950	87 x 64	Polígono 33	Parcela 23	Ronda	Málaga
ATI 1.4	65+650	33 x 24	Polígono 45	Parcela 108	Ronda	Málaga
ATI 1.5	84+380	33 x 24	Polígono 10	Parcela 97	Ronda	Málaga
ATF 1.6/2.1	102+180	43 x 27	Polígono 12	Parcela 27	Jimera de Líbar	Málaga
ATI 2.2	117+370	33 x 24	Polígono 12	Parcela 73	Cortes de la Frontera	Málaga
ATI 2.3	132+740	33 x 24	Polígono 7	Parcela 51	Jimena de la Frontera	Cádiz
SET-2	146+110	87 x 64	Polígono 1	Parcela 13	Castellar de la Frontera	Cádiz
ATI 2.4	160+050	33 x 24	Polígono 11	Parcela 20	San Roque	Cádiz
ATI 2.5	170+940	33 x 24	Polígono 2	Parcela 10	Algeciras	Cádiz

Tabla 1 Emplazamientos

Todas ellas, paralelas a la plataforma de vías.

1.5 Condiciones ambientales

Las subestaciones de tracción y los centros de autotransformación asociados a éstas, estarán diseñados para ser construidos en lugares con las siguientes características:

	Altitud (msnm)	Temperatura (°C)			Humedad relativa (%)	Precipitaciones (mm)
		Media anual	Mínima media	Máxima media		
ATI 1.1	467	16.4	9.2	25.1	65-70	652
ATI 1.2	472	16.0	8.9	24.7	65-70	702
ATI 1.3	660	15.2	8.0	23.8	65-70	742
SET-1	783	15.2	8.2	23.8	65-70	746
ATI 1.4	748	14.7	7.9	23.1	65-70	775
ATI 1.5	486	15.7	9.0	23.8	65-70	741
ATF 1.6/2.1	384	15.2	8.5	23.3	65-70	775
ATI 2.2	252	16.3	10.2	24.0	65-70	747
ATI 2.3	51	17.6	12.0	24.3	65-70	739
SET-2	17	17.5	12.2	23.8	65-70	762
ATI 2.4	4	17.6	12.5	23.8	65-70	767
ATI 2.5	28	17.5	12.5	23.6	65-70	770

Tabla 2 Condiciones ambientales

1.6 Requisitos de diseño

Las bases de partida del presente proyecto, vienen definidas por las distintas ubicaciones de las instalaciones, los datos cartográficos de las mismas y los datos de diseño de cada una de ellas, como son las potencias y los distintos niveles de tensión.

A nivel de datos de diseño, cada subestación de tracción estará compuesta por un parque de intemperie alimentado por dos líneas de 400 kV, dos transformadores 405/55 kV de 30 MVA cada uno y cuatro (SET-1) o dos (SET-2) salidas a catenaria de 2x27,5 kV mediante celdas blindadas en SF₆.

Cada centro de autotransformación intermedio, estará compuesto por dos autotransformadores 55/27,5 kV de 10 MVA a la intemperie, conectados a catenaria mediante celdas blindadas en SF₆.

El centro de autotransformación final, estará compuesto por cuatro autotransformadores 55/27,5 kV de 10 MVA a la intemperie, conectados a catenaria mediante celdas blindadas en SF₆.

1.7 Normativa y reglamentación aplicable

El presente Proyecto se realizará de acuerdo a las siguientes disposiciones legales y normas obligatorias:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión aprobado según Real Decreto 337/2014.

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión aprobado según Real Decreto 223/2008.
- Reglamento electrotécnico para baja tensión aprobado según Real Decreto 842/2002.
- Normas UNE.
- Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior aprobado según Real Decreto 1890/2008.
- Documento Básico SUA 8: Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo del Código Técnico de la Edificación aprobado según Real Decreto 314/2006.
- Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales aprobado según Real Decreto 2267/2004.
- Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado según Real Decreto 1110/2007.
- Procedimientos de Operación de REE.
- Directiva 2008/57/CE sobre la interoperabilidad del sistema ferroviario dentro de la Comunidad.
- Normativa Técnica de ADIF.
- Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo aprobado según Real Decreto 485/1997.
- Ley 2/1989 de 18 de julio de la Comunidad Autónoma de Andalucía por la que se aprueba el inventario de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía y se establecen medidas adicionales para su protección.
- Ley 7/2007 de 9 de julio de la Comunidad Autónoma de Andalucía sobre la Gestión Integral de la Calidad Ambiental (GICA).
- Decreto-ley 3/2015 de 3 de marzo de la Comunidad Autónoma de Andalucía por el que se modifica la Ley 7/2007 gestión integrada de la calidad.
- Condiciones impuestas por organismos públicos afectados y ordenanzas municipales.

1.8 Análisis de soluciones

1.8.1 La electrificación de ferrocarriles de alta velocidad

1.8.1.1 Introducción

En el entorno europeo, el desarrollo comercial de las líneas de trenes de alta velocidad comienza en Francia a principios de los años 80 con la inauguración de la línea París–Lyon.

A los desarrollos acontecidos en Francia, han seguido los de Alemania, Italia, Bélgica, España, etc. El proceso de construcción europeo está siendo decisivo para el desarrollo de la alta velocidad en Europa, prueba de ello son las 14 actuaciones prioritarias en redes transeuropeas de transporte aprobadas en el Consejo Europeo de Essen (1994), en las que aproximadamente la mitad del presupuesto se dedicó a líneas de ferrocarriles.

En España, tras una primera experiencia en la línea de alta velocidad Madrid–Sevilla, los proyectos y obras de líneas de alta velocidad se han venido sucediendo: Madrid–Barcelona–Frontera francesa, Madrid–Valladolid (corredor norte–noroeste), Córdoba–Málaga, Madrid–Lisboa, etc. En los próximos años, se prevé el desarrollo de una red ferroviaria de alta velocidad que llegue a todas las capitales de provincia españolas.

El éxito de las líneas de alta velocidad ha devuelto en gran medida la vitalidad a los ferrocarriles, habiéndose alcanzado unas cotas de calidad de servicio que resultaban impensables hace unos años. Esto ha modificado las preferencias de los viajeros a la hora de escoger uno u otro medio de transporte: el ferrocarril es ya una seria alternativa al transporte aéreo en distancias inferiores a los 700 km.

No cabe duda de que la alta velocidad está capitalizando gran parte de los desarrollos tecnológicos que se realizan en el sector de los ferrocarriles. De hecho, se están definiendo un gran número de estándares. En los próximos años, gran parte de estos avances trascenderán a los ferrocarriles convencionales, favorecidos por los conceptos de interoperabilidad que se han de aplicar.

La directiva 2008/57/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de junio de 2008 sobre la interoperabilidad del sistema ferroviario dentro de la Comunidad establece que la red ferroviaria de alta velocidad se compondrá de:

- Líneas especialmente construidas para la alta velocidad equipadas para velocidades por lo general iguales o superiores a 250 km/h.
- Líneas especialmente acondicionadas para la alta velocidad equipadas para velocidades del orden de 200 km/h.
- Líneas especialmente acondicionadas para la alta velocidad, de carácter específico debido a dificultades topográficas, de relieve o de entorno urbano cuya velocidad deberá ajustarse caso por caso.

En las líneas de alta velocidad se emplea fundamentalmente tracción eléctrica y la electrificación se realiza en la inmensa mayoría de los casos en corriente alterna monofásica.

Los requisitos técnicos que resultan para el diseño de una línea de alta velocidad son especialmente exigentes en cada una de las tres partes de que consta la infraestructura: obra civil, electrificación y sistema de control. Por otro lado, la electrificación en corriente alterna presenta numerosas diferencias respecto a las que emplean corriente continua, afectando a aspectos tan esenciales como su estructura o el modelado eléctrico. Por ello, el uso de herramientas informáticas adecuadas y la incorporación de dichas herramientas al proceso de diseño se convierte en una necesidad.

1.8.1.2 La electrificación de ferrocarriles en corriente alterna

La electrificación es el conjunto de instalaciones que se construyen para transportar la energía eléctrica desde la red eléctrica de alta tensión, hasta cualquier punto de la línea de ferrocarril.

Dentro de la electrificación, se incluyen las líneas de alta tensión que unen la red trifásica, generalmente de transporte o de distribución, a las subestaciones de tracción, que transforman las tensiones de la red de transporte a tensiones de la catenaria; los centros de autotransformación (cuando están presentes); y la línea aérea de contacto (o catenaria), que discurre por toda la línea de ferrocarril y suministra la energía eléctrica al material rodante.

1.8.1.2.1 Estructura

La figura 1 muestra la estructura de la electrificación de ferrocarriles de alta velocidad.

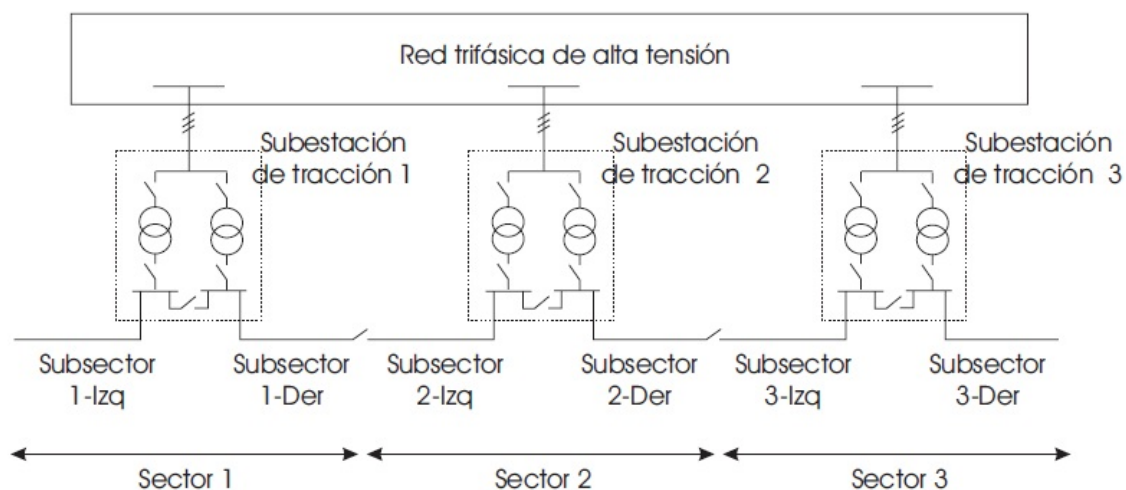


Figura 1 Estructura de la electrificación

Desde un punto de vista eléctrico, la línea de ferrocarril se halla dividida en secciones eléctricamente separadas las unas de las otras (subsectores o cantones) por tramos cortos sin alimentación que reciben el nombre de zonas neutras.

Cada una de estas secciones es alimentada desde la red trifásica de alta tensión a través de una subestación de tracción. Generalmente, una misma subestación de tracción suele alimentar a dos de estas secciones, tal y como se puede ver en la figura 1. A lo largo de la línea, se rotan las fases entre las que se conectan las secciones de forma que se reduzcan los desequilibrios introducidos en la red eléctrica.

Por razones de fiabilidad, las subestaciones de tracción están diseñadas para permitir la alimentación simultánea a dos o más cantones desde cada transformador, de forma que cada cantón funciona como respaldo de los adyacentes. En situación de fallo, desde el centro de control, es posible realizar las maniobras oportunas para modificar la topología de la electrificación y aislar así el fallo.

Dada la magnitud de los consumos de las líneas de alta velocidad, la electrificación se conecta a la red de transporte o distribución de energía eléctrica (132, 220 o 400 kV en

España), consiguiéndose de esta forma reducir el impacto que las cargas ferroviarias tienen en la red. Sin embargo, en líneas de consumos menores esto podría no ser necesario.

1.8.1.2.2 Sistemas de alimentación

Según los estudios realizados, debido a la elevada potencia que demandan los trenes de alta velocidad, es necesario alimentar la catenaria con la máxima tensión posible al objeto de reducir la corriente demandada por los trenes. Según las Especificaciones Técnicas de Interoperabilidad para el subsistema de Energía del Sistema Ferroviario de la Unión Europea (ETIe), para los ferrocarriles de alta velocidad se ha adoptado la tensión de 25 kV, en sus configuraciones de 1x25 kV y 2x25 kV.

En términos generales este sistema consta de:

- Alimentación de las subestaciones de tracción mediante dos fases del sistema trifásico de la red de alta tensión primaria. Preferiblemente a tensión eléctrica igual o superior a 220 kV.
- Sistema de subestaciones equipadas con transformadores con regulación automática de tensión de salida a catenaria en función de la carga monofásica y por fluctuación de la tensión primaria.
- Alimentación de catenaria en corriente alterna monofásica con tensión de 25 kV respecto al carril y frecuencia industrial de 50 Hz.
- Instalación de puestos de puesta en paralelo de las líneas aéreas de contacto, en el caso de doble vía.
- Cada sección de línea aérea de contacto, alimentada por una subestación, se aísla eléctricamente de la subestación colateral mediante una zona neutra de separación entre fases eléctricas, que se suele ubicar equidistante de aquellas.
- En el sistema de alimentación en 1x25 kV el primario del transformador de potencia de la subestación se conecta a dos fases de la línea de alta tensión, y una salida del secundario a la catenaria y la otra al carril, encontrándose la subestación situada en el centro del tramo, como puede observarse en la figura 2. La energía para alimentar a todos los trenes debe pasar por toda la línea a 25 KV.
- El otro sistema de alimentación, 2x25 kV, empezó a utilizarse en los casos en los que la infraestructura de líneas del territorio no era muy potente y, además, era difícil el tendido de líneas eléctricas por problemas ecológicos. Las características de este sistema son que el transformador principal tiene un secundario con toma intermedia y necesita que cada 10 ó 15 km se instale un autotransformador como puede observarse en la figura 3.

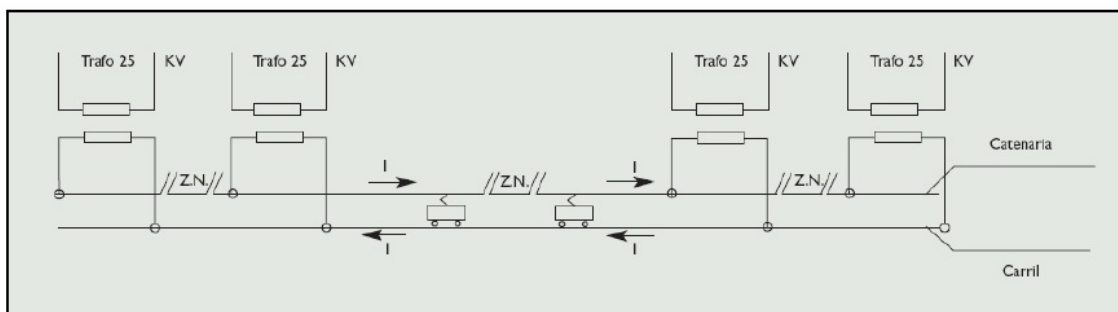


Figura 2 Sistema de alimentación en 1x25 kV

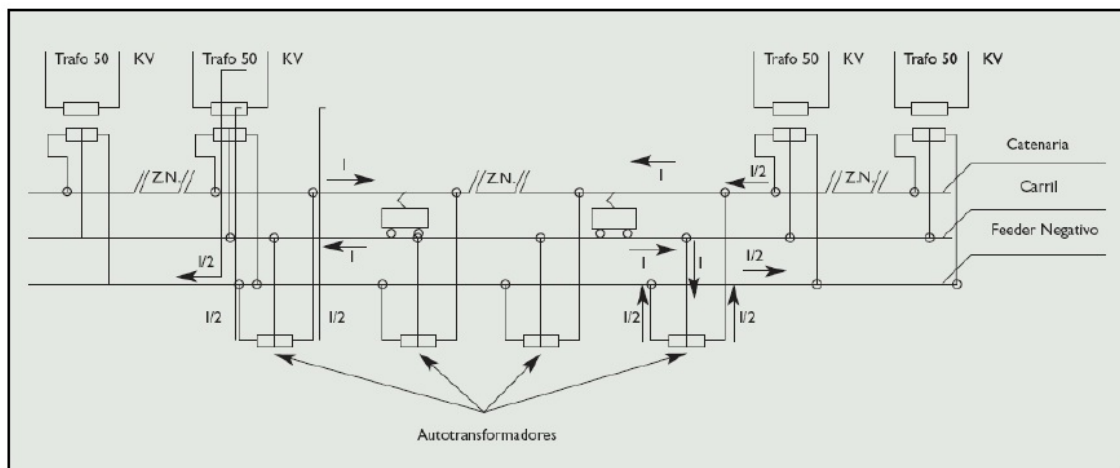


Figura 3 Sistema de alimentación en 2x25 kV

Alimentación en 1x25 kV

El sistema 1x25 kV simple se caracteriza por disponer de subestaciones de tracción con transformadores bifásicos de relación AT/25 kV debido a la necesidad de una alta potencia de cortocircuito y una alta fiabilidad en el suministro. Típicamente se conectan a redes de 132 kV, 220 kV ó 400 kV.

Como norma general, la subestación dispone de dos transformadores con los primarios conectados a distintas fases de la red trifásica y los secundarios a la catenaria y al carril.

La catenaria está seccionada en tramos o cantones eléctricos. El objetivo es que cada cantón pueda ser alimentado por uno de los dos transformadores de potencia instalados en cada subestación, conectándolos a una fase diferente a la de los cantones contiguos, tal y como se muestra en la figura 4. De esta manera se intenta que el desequilibrio generado a la red de transporte sea el mínimo posible.

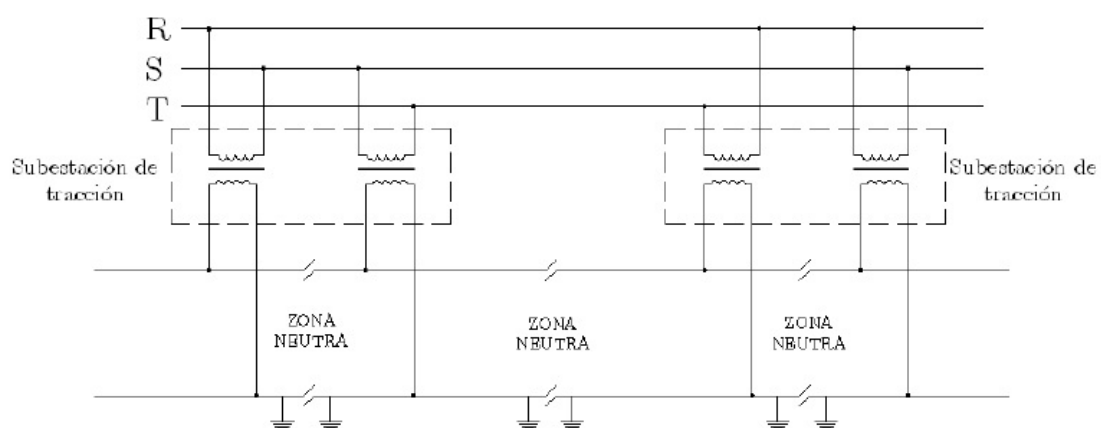


Figura 4 Conexión de subestaciones de un sistema de corriente alterna

Dicho cantonamiento se realiza mediante la existencia, a la altura de cada subestación, de una zona neutra de separación de fases (zona neutra de subestación), para evitar que el material móvil pueda cortocircuitar la catenaria con los pantógrafos delantero y trasero.

También, en los puntos intermedios entre dos subestaciones, existirán zonas neutras para aislar eléctricamente los tramos alimentados por los diferentes transformadores de cada subestación (zona neutra entre subestaciones).

El retorno de corriente se realiza mayoritariamente a través de los carriles. Se calcula que del orden del 70 % de la corriente retorna por el carril, mientras que un 10 % lo hace por capas profundas del terreno y un 20 % por capas más superficiales, pudiendo penetrar nuevamente en los carriles. La distribución de corrientes se muestra en la figura 5.

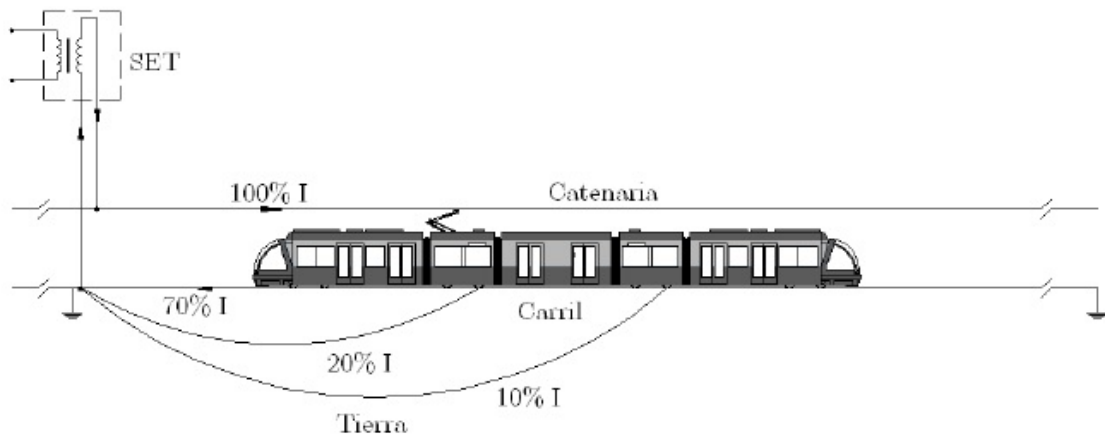


Figura 5 Distribución de corrientes en el sistema 1x25 kV

Con objeto de disminuir las perturbaciones de carácter resistivo y las electromagnéticas, se implementa un circuito con cable de retorno (ver figura 6).

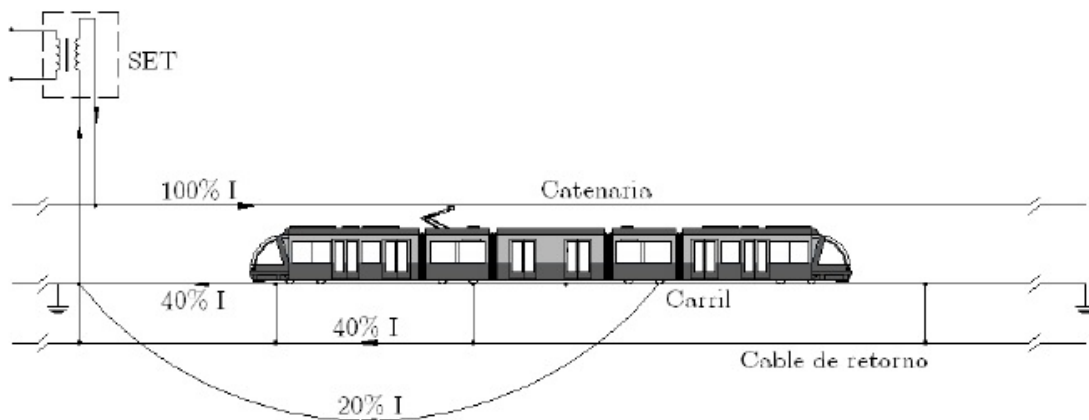


Figura 6 Sistema 1x25 kV con cable de retorno

Habitualmente se emplea un conjunto de conductores directamente a la tensión de alimentación del material rodante y un segundo conjunto de conductores puestos a tierra para el circuito de retorno con objeto de mejorar la calidad del circuito eléctrico.

Adicionalmente, también se pueden añadir transformadores de succión (*Booster*) resultando el sistema de la figura 7; sin embargo, la instalación de estos transformadores tiene el inconveniente de aumentar la impedancia del circuito de tracción, implicando una disminución de la distancia máxima entre subestaciones.

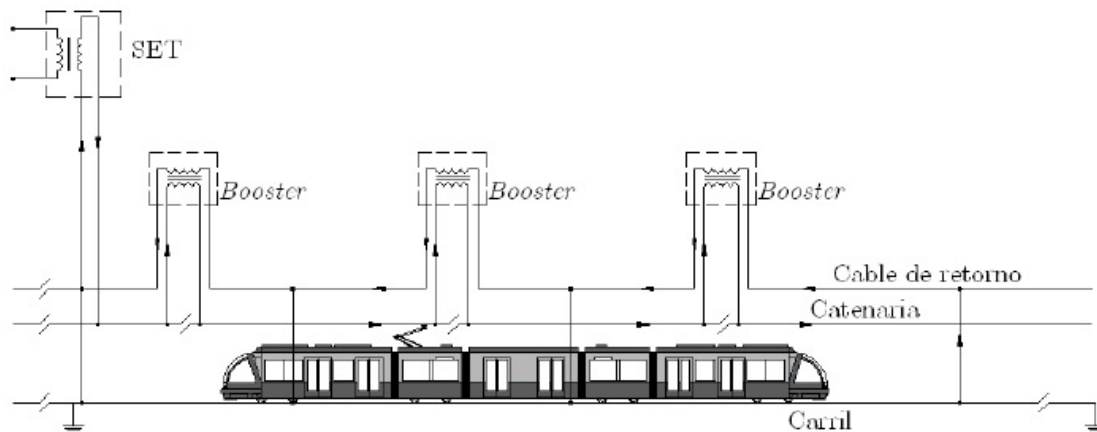


Figura 7 Sistema 1x25 kV con cable de retorno y *Booster*

Al seccionar la catenaria cada 3-8 km, se obliga a la corriente a circular por el devanado primario de los transformadores *booster*, que tienen una relación de transformación de tensiones 1:1, situados a lo largo de la línea. El secundario del transformador se conecta al cable de retorno y permite anular la corriente en la posición dónde esté conectada la carga (el material móvil), repartiendo parte de la corriente de los carriles y tierra hacia el cable de retorno.

Características principales del sistema:

- Tensiones en AT de 132 y 220 KV (generalmente).
- Subestaciones cada 30-40 Km.
- Alimentación en punta 20 Km.
- Zonas neutras de cambio de fase entre subestaciones.
- Desequilibrios en la red de AT.

Con el transcurso del tiempo, este sistema ha ido dejando paso al 2x25 kV, hasta llegar a ser la tendencia predominante en Europa en la actualidad, debido a las ventajas en términos de reducción de las corrientes circulantes en catenaria (disminución de las pérdidas de potencia y de las caídas de tensión) y de reducción de las perturbaciones electromagnéticas generadas al entorno.

Alimentación en 2x25 kV

El sistema 2x25 kV, también denominado sistema bifásico en corriente alterna, se está convirtiendo en la opción más utilizada a nivel internacional; ya que supone una mejora tecnológica importante respecto al 1x25 kV, resolviendo algunos de sus principales inconvenientes.

El secundario del transformador de tracción posee una toma media, que se conecta a tierra y a la vía, deduciéndose dos secundarios de igual tensión; una de las salidas, con tensión de 25 kV, alimenta a la línea aérea de contacto y la otra, con tensión a -25 kV y en oposición de alternancia con la anterior, alimenta a un feeder que discurre a lo largo de la línea ferroviaria. La tensión entre cada uno de estos conductores y la vía será de 25 kV, estando ambas tensiones desfasadas 180°.

El material móvil (trenes, unidades tractoras, etc.) de las líneas electrificadas a 2x25 kV está alimentado a una tensión nominal de 25 kV entre la catenaria y la vía, por lo tanto, puede trabajar indistintamente en sistemas de 1x25 kV ó 2x25 kV.

Otra consideración importante es que el sistema funciona a 50 kV, por lo que a igualdad de potencia demandada por el material móvil, la corriente que circula por la catenaria se reduce a prácticamente la mitad que en el sistema de 1x25 kV, por lo que la caída de tensión también se ve reducida aproximadamente a la mitad y las subestaciones de tracción pueden distanciarse aproximadamente el doble que en el sistema de 1x25 kV.

Para que el sistema 2x25 kV pueda funcionar, son necesarios una serie de centros de autotransformación distribuidos a lo largo del trazado, típicamente cada 10 ó 15 km. Siguiendo el mismo criterio que en los transformadores, las tomas extremas de los autotransformadores se conectan a la catenaria y al feeder negativo, y la toma media a la vía y a tierra.

La función de estos centros de autotransformación es evitar el retorno de corriente por la vía en los tramos donde no circula el tren. Esto se consigue redistribuyendo las intensidades de retorno que penetran por la toma media de los autotransformadores hacia el feeder negativo, el cual se convierte así en el principal medio de retorno de la intensidad. De esta forma, por el feeder negativo circula una corriente igual y contraria a la que circula por la catenaria en dichos tramos, por lo que los efectos de la inducción de las corrientes por catenaria se contrarrestan con los efectos de las corrientes por el feeder negativo.

El cantonamiento (división de la línea en diferentes tramos o cantones) de los conductores responde a los mismos criterios que en el sistema 1x25 kV.

En la figura 8 se presenta un cantón del sistema 2x25 kV que se alimenta a partir de la subestación y en el que se han conectado dos centros de autotransformación intermedios y uno final.

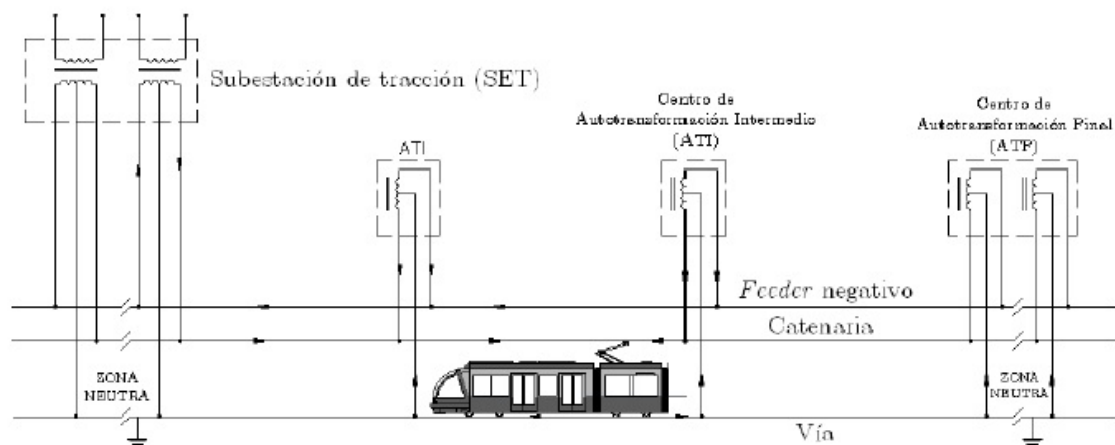


Figura 8 Sistema 2x25 kV

Los centros de autotransformación serán de tipo “intermedio” cuando estén en un punto intermedio de un cantón, o de tipo “final” cuando se encuentren situados en el final de éste, en la zona neutra entre subestaciones de tracción.

La corriente absorbida por el tren se distribuye como sigue:

- En el trayecto entre subestación y autotransformadores, entre los que no se encuentre intercalado el tren, la corriente se distribuye entre línea de alimentación y feeder a la tensión de 50 kV.
- En el trayecto comprendido entre los autotransformadores donde está intercalado el tren, se efectúa una alimentación bilateral al vehículo motor, siendo la corriente en la línea aérea de contacto y en el carril de ambos tramos, inferiores a las absorbidas por el tren.

La distribución de las intensidades se muestra en la figura 9.

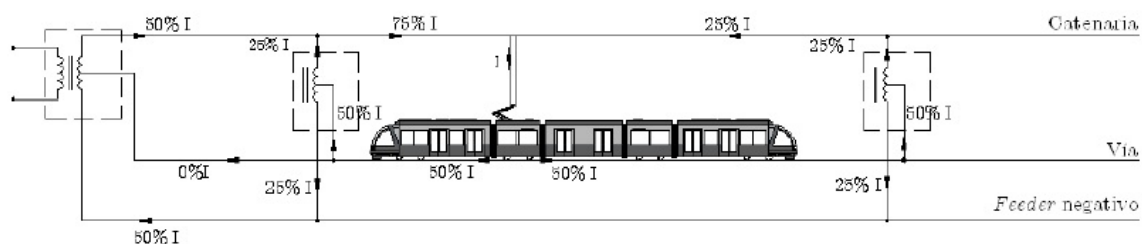


Figura 9 Distribución de intensidades del sistema 2x25 kV

Se puede observar cómo la intensidad de retorno por el carril queda limitada al tramo comprendido entre los autotransformadores en los que se encuentra el tren. Los autotransformadores obligan a la intensidad a retornar por el feeder negativo en el resto de tramos hasta la subestación.

El sistema no es ideal; ya que, aunque el autotransformador distribuye la intensidad en dos partes prácticamente iguales, existe una pequeña desigualdad que viene originada por la caída de tensión en el arrollamiento, que se procura que sea muy pequeña, del orden del 1%.

En la práctica, para la alimentación del sistema, se dispone de subestaciones de tracción con dos transformadores bifásicos iguales en cada una, cuyo primario se conecta entre dos fases diferentes de la red eléctrica de alta tensión a 220 kV ó 400 kV. El secundario de los transformadores es de 55 kV, resultando los secundarios de 27,5 kV y -27,5 kV; estos valores superan a los teóricos de 50 kV y 25 kV para compensar las posibles caídas de tensión que se den a lo largo de la línea.

Características principales del sistema:

- Tensiones en AT de 220 y 400 KV.
- Subestaciones cada 60-80 Km.
- Autotransformadores cada 10-15 Km.
- Alimentación en punta 30-40 Km.
- Zonas neutras de cambio de fase entre y frente a subestaciones, cada 30-40 Km.
- Desequilibrios en la red de AT.
- Menores caídas de tensión en catenaria que en el sistema de 1x25 KV.
- Catenarias en paralelo a través de los autotransformadores.
- Rotación de fases igual que en el sistema de 1x25 KV.
- Menores perturbaciones a otros sistemas.

1.8.1.2.3 Subestaciones de tracción

La subestación de tracción es la instalación en la que se realiza la conexión de los tramos de la electrificación a la red trifásica correspondiente, realizando la transformación de tensión a los niveles de la catenaria.

Habitualmente, la conexión de la subestación de tracción a la red trifásica se realiza mediante una línea que conecta la subestación de tracción a una subestación de transporte (ver figura 10):

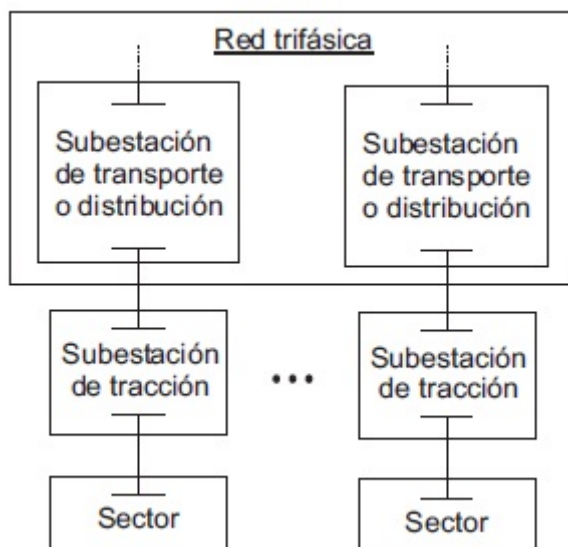


Figura 10 Conexión de la electrificación a la red trifásica

Generalmente, las subestaciones de tracción presentan una topología en barra simple (ver figura 11). Dicha topología proporciona un coste inferior al de otras opciones, a la vez que proporciona una flexibilidad de operación suficiente a la subestación. No obstante, en aquellos casos en los que se alimente a varias líneas desde una misma subestación, podría ser aconsejable el uso de topologías más complejas (en anillo o en doble barra). En algunos casos, es posible reunir la subestación de tracción y la de transporte en una misma instalación.

Las subestaciones de tracción se controlan desde el centro de control mediante un sistema de telemando, esto permite realizar maniobras en varias subestaciones de forma coordinada, para adaptar la topología de la electrificación según necesidad.

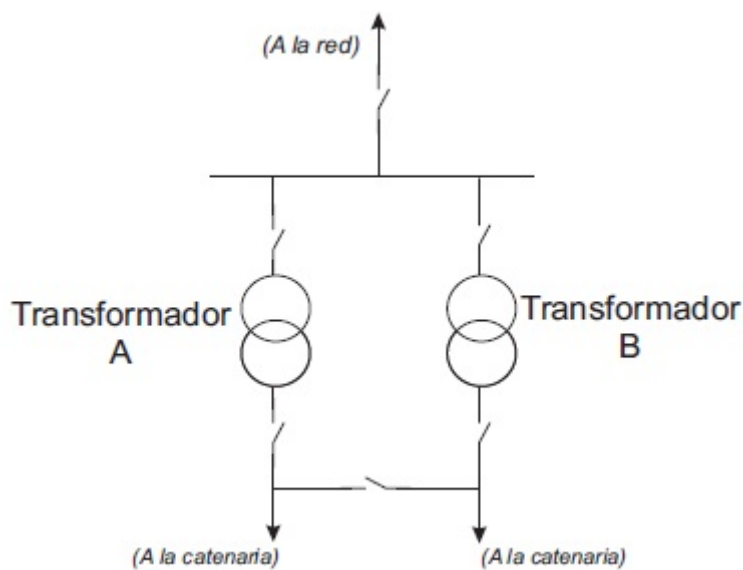
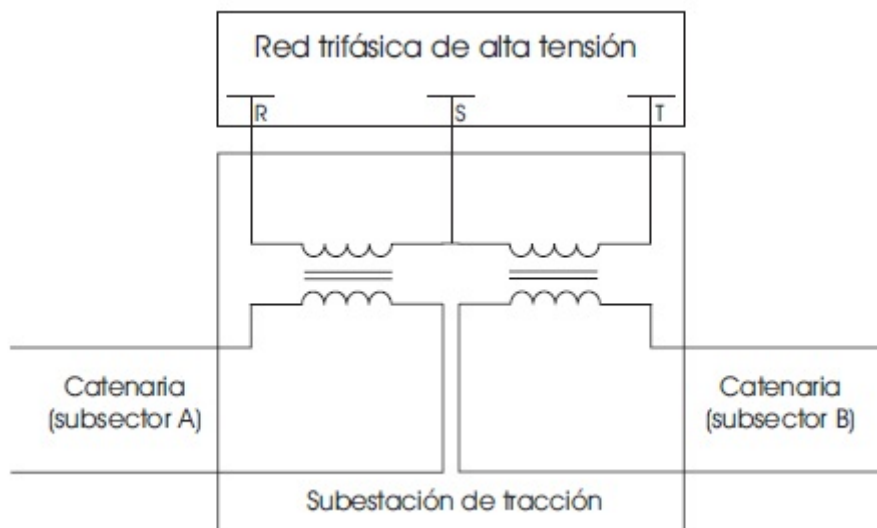


Figura 11 Topología de la subestación de tracción

Por último, la topología de la subestación podría variar ligeramente en función del tipo de conexión de los transformadores que se quiera emplear.

Existen varias formas de conexión de transformadores empleadas habitualmente para conectar cargas monofásicas a redes trifásicas. Entre los factores que decantan la elección hacia una u otra forma de conexión cabe resaltar factores como la simplicidad, el coste y los desequilibrios en la red trifásica.

La figura 12 muestra el esquema de conexión en Δ abierto – Y abierto. Dicha conexión destaca por su simplicidad y porque el desequilibrio que produce en la red no tiene componente homopolar.

Figura 12 Conexión Δ abierto – Y abierto de la subestación de tracción

La figura 13 muestra el esquema de conexión Scott. Dicha conexión es algo más complicada que la anterior y además requiere que los transformadores tengan accesibles unas tomas intermedias. Sin embargo, permite reducir al máximo los desequilibrios.

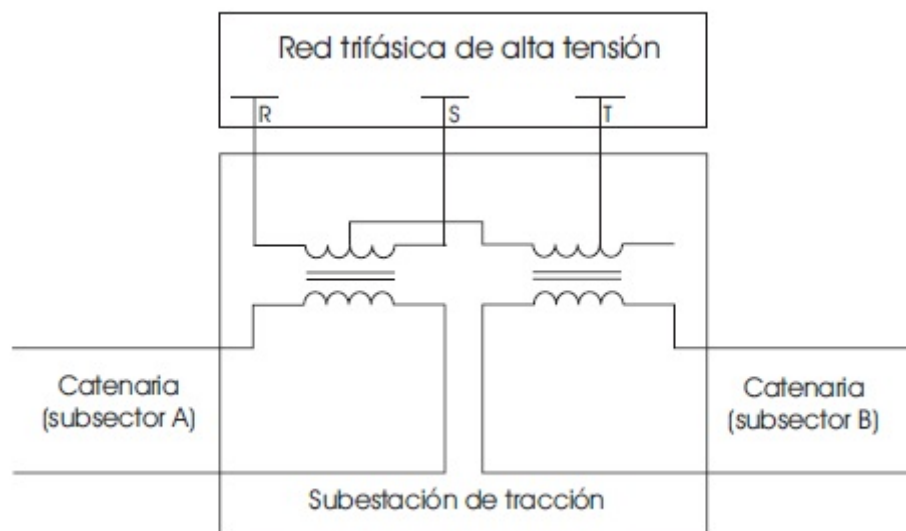


Figura 13 Conexión Scott de la subestación de tracción

La tabla 3 compara los esquemas de conexión mencionados, según varios criterios. La elección de uno u otro esquema dependerá de las prioridades de diseño. Así, en España, hasta ahora en las líneas de alta velocidad se ha empleado siempre el esquema en Δ abierto - Y abierto.

	Δ abierto	Conexión
	Yabierto	de Scott
Desequilibrios de corrientes	50%	0%
Componente homopolar	No	No
Facilidad de reconfiguración local ante fallo de uno de los transformadores	Fácil	Difícil
Coste	-	Más caro

Tabla 3 Comparación entre esquemas de conexión de transformadores

1.8.1.2.4 Circuito de tracción

Se denomina circuito de tracción o catenaria al conjunto de conductores que es necesario instalar a lo largo de la línea para realizar el transporte de la energía eléctrica. Los conductores habituales en una catenaria son los siguientes (ver figura 14):

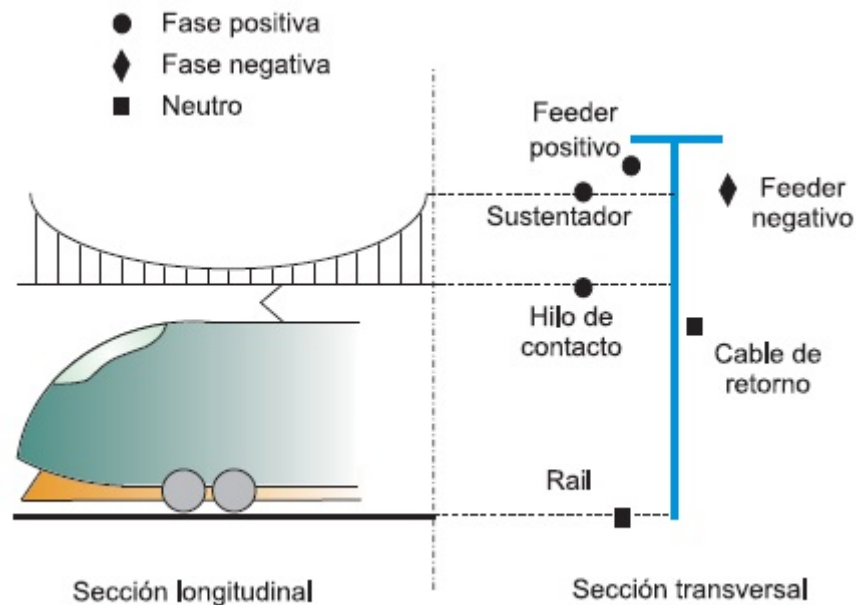


Figura 14 Configuración transversal típica de la catenaria

Dentro de los conductores que están a tensión positiva, se encuentran:

- Hilo de contacto: conductor en el que el pantógrafo hace contacto. Este conductor debe estar en una superficie paralela a la vía, para facilitar la captación de corriente. Se suelen emplear conductores de cobre o de aleaciones de éste.
- Sustentador: conductor que se diseña para soportar el peso del hilo de contacto a través de las péndolas. Se suelen emplear conductores de cobre o de bronce.
- Feeder positivo: se añade como conductor de refuerzo sólo en los casos en los que es necesario. Su uso permite reducir la impedancia, y aumentar el límite de corriente admisible de la catenaria. Se suelen emplear conductores de aluminio con alma de acero.

Como conductores de neutro, se encuentran:

- Raíles: además de servir de punto de apoyo del material rodante, sirven de captadores de las corrientes que salen de éste. Dichos conductores son de acero.
- Cables de retorno: se usan como alternativa de los raíles. Debido a su menor impedancia, recogen la mayor parte de las corrientes de retorno, alejándolas de esos. De este modo, es posible reducir las perturbaciones que dichas corrientes de retorno pueden producir en algunos sistemas de señalización que también emplean los raíles. Se suelen emplear conductores de aluminio con alma de acero.

Como conductor negativo (en sistemas 2x25 kV) se tiene el feeder negativo, que se usa para configurar el circuito de retorno de las corrientes en el sistema bifásico. Su uso es necesario para cualquier configuración que use este sistema. Debido a que gran parte del retorno de corriente se realiza por el feeder negativo, permite reducir las perturbaciones electromagnéticas. Se suelen emplear conductores de aluminio con alma de acero.

Si bien este tipo de catenarias son las más comunes, no son las únicas. Por ejemplo en túneles, a veces se recurre al uso de perfiles rígidos de aluminio con una pletina de cobre encastrada a modo de hilo de contacto. No obstante el modelado eléctrico de dichas líneas es similar al planteado.

Para asegurar un correcto funcionamiento, los diferentes conductores de cada grupo se encuentran conectados entre sí cada cierta distancia.

1.8.1.2.5 Autotransformadores

En el sistema de alimentación 2x25 kV, los autotransformadores fuerzan el retorno de corriente por el feeder negativo.

La figura 15 muestra el esquema de conexión de un autotransformador a la catenaria, incluyéndose en el mismo los elementos de corte necesarios para aislar el autotransformador del resto de la electrificación, en caso necesario.

El control de un puesto de autotransformación se puede realizar de forma remota mediante el sistema de telemando de energía.

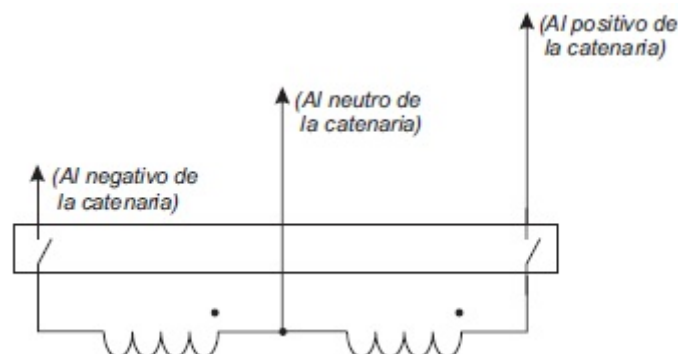


Figura 15 Conexión de un autotransformador a la catenaria

1.8.1.2.6 Zonas neutras

El aislamiento entre sectores de la catenaria se hace mediante tramos cortos sin alimentación denominados zonas neutras. Las Especificaciones Técnicas de Interoperabilidad (ETI) establecen unas distancias mínimas de 402 metros, o de 142 metros si se separan los pantógrafos en servicio al menos 143 metros.

La figura 16 muestra la estructura de las zonas neutras:

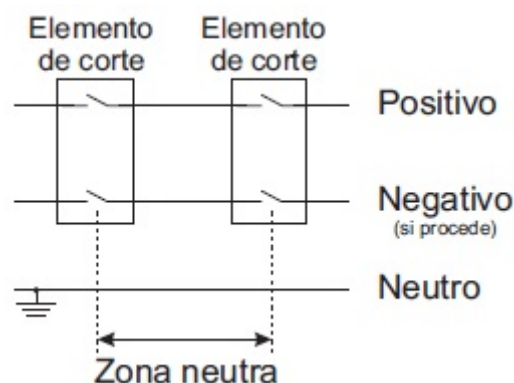


Figura 16 Estructura de las zonas neutras

Los seccionadores responden a un doble objetivo: por un lado, permitir la conexión de sectores cuando sea necesario (por ejemplo, en caso de indisponibilidad de alguna subestación), y por otro, permitir la alimentación en la propia zona neutra si llegara a ser necesario.

1.8.1.3 Modos de funcionamiento

El diseño de la electrificación debe ser tolerante a fallos de forma que, en caso de fallo en un punto de la línea, el suministro de energía eléctrica no se vea comprometido en toda la infraestructura.

Por ello, el diseño ha de contemplar el comportamiento de la electrificación ante dos tipos de situaciones: situaciones de funcionamiento normal y situaciones de fallo.

Uno de los criterios de seguridad más empleados en sistemas eléctricos es el denominado criterio N-1, que consiste en asegurar el funcionamiento del sistema ante el fallo de cualquier elemento (por ejemplo, un transformador o una línea). En determinadas ocasiones, también se utiliza el criterio N-2, que consiste en asegurar el funcionamiento ante el fallo simultáneo de dos elementos. Estos criterios son independientes de la posibilidad de establecer escenarios de explotación distintos según la electrificación esté funcionando en modo normal o degradado, y por lo tanto, requisitos eléctricos distintos.

A continuación se exponen los posibles fallos que podrían producirse y la forma en que se podría dar respuesta a ese problema:

Funcionamiento normal

En funcionamiento normal, cada subestación de tracción alimenta de forma separada a dos cantones (ver figura 17):

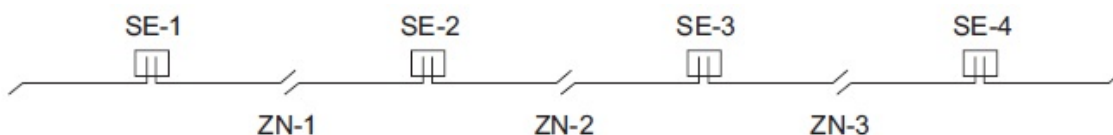


Figura 17 Topología de la electrificación en funcionamiento normal

En este modo de funcionamiento, los seccionadores de by-pass de las subestaciones de tracción se encuentran abiertos de manera que los dos transformadores trabajan de forma separada. Por otro lado, los seccionadores de las zonas neutras se encuentran abiertos, de forma que los cantones se encuentran aislados los unos de los otros.

En este modo, las distancias de cada tramo eléctrico son pequeñas, por lo que el número de trenes a los que alimentar es reducido, y en consecuencia la potencia a suministrar por cada transformador. Al ser las potencias reducidas, también lo son las caídas de tensión y las corrientes en la catenaria, así como los desequilibrios producidos en la red trifásica.

Por todo ello, si el resto de elementos ferroviarios (señalización, trazado, disponibilidad de material rodante, etc.) lo permite, es posible realizar una explotación más intensiva sin por ello exceder los límites eléctricos de funcionamiento.

Fallo en un transformador de las subestación de tracción

En caso de indisponibilidad de uno de los dos transformadores de la subestación, el transformador restante se encarga de alimentar a los dos cantones. Para ello, se abren los seccionadores que permiten aislar el transformador averiado, y se cierra el seccionador de by-pass de las salidas de los dos transformadores. La figura 18 muestra el circuito resultante (entre paréntesis la subestación en la que se realizan maniobras).

Como puede verse, este modo de explotación conlleva cambios de topología que afectan a una única subestación de tracción (y dos cantones).

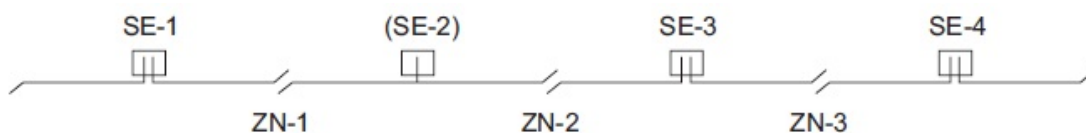


Figura 18 Topología de la electrificación en caso de fallo de un transformador

En este modo de funcionamiento, toda la potencia demandada en el sector afectado la suministra un único transformador. Consecuentemente, las corrientes por el transformador serán mayores de lo que serían en el caso sin fallo, y por lo tanto también las caídas de tensión. Los desequilibrios producidos en la red trifásica serán mayores, ya que una de las fases pasa a no suministrar nada de potencia.

Por otro lado, las corrientes que circulan por la catenaria experimentarán un pequeño aumento, debido a la disminución de las tensiones en ésta.

Fallo de una subestación de tracción

En caso de fallo de una subestación, cada cantón es alimentado desde las subestaciones de tracción adyacentes, tal y como se puede ver en la figura 19 (entre paréntesis la subestación indisponible y las zonas neutras en la que se realizan maniobras). Como puede verse, este modo de explotación conlleva cambios de topología que afectan a dos subestaciones de tracción y dos zonas neutras.

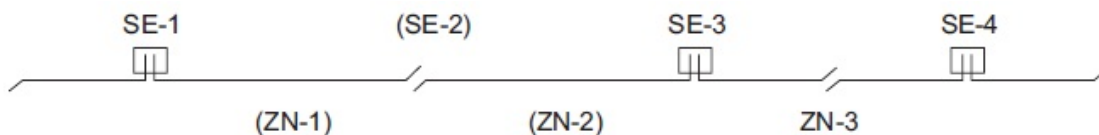


Figura 19 Topología de la electrificación en caso de fallo de una subestación

En este modo de funcionamiento, los seccionadores que conectan la subestación afectada a la catenaria se encuentran abiertos. Por otro lado los seccionadores de las zonas neutras afectadas, se hallan cerrados para poder alimentar cada uno de los cantones desde las subestaciones adyacentes.

En esta configuración, las distancias entre las subestaciones y los puntos de consumo son mayores que en el modo de funcionamiento normal, siendo por lo tanto mayor el número de trenes alimentados por un mismo transformador. En consecuencia, también son mayores las caídas de tensión, las potencias en esos tramos, las corrientes que circulan por los conductores y los desequilibrios producidos en la red trifásica.

Fallo en la catenaria

En caso de fallo en un tramo de la catenaria, puede resultar imposible continuar el suministro. En estas condiciones, es importante aislar el tramo afectado de manera que el problema no afecte al resto de la instalación, tal y como se muestra en la figura 20:

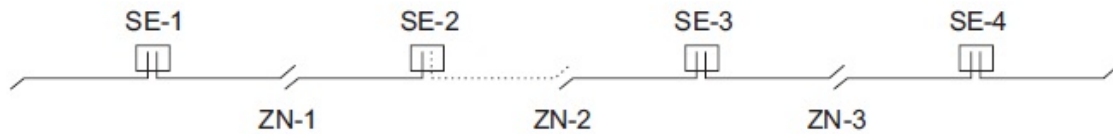


Figura 20 Topología de la electrificación en caso de fallo en un tramo de catenaria

Esta situación es la más grave de las planteadas, ya que implica la interrupción del servicio en el subsector afectado.

1.8.1.4 Criterios eléctricos de funcionamiento

Estos criterios deben cumplirse con independencia del modo de funcionamiento en que se realice la explotación de la línea.

Los límites de funcionamiento se refieren a: tensiones en la catenaria, corrientes máximas y corrientes de cortocircuito.

1.8.1.4.1. Tensiones en la catenaria

La norma UNE-EN 50163:2005 establece los rangos admisibles para las tensiones en catenaria en función de su tensión nominal, y especifican además el tiempo que las tensiones se pueden encontrar fuera de rango:

- La duración de las tensiones entre U_{min1} y U_{min2} no debe sobrepasar los 2 minutos.
- La duración de las tensiones entre U_{max1} y U_{max2} no debe sobrepasar los 5 minutos.
- La tensión a salida de la subestación en vacío debe ser menor o igual a U_{max1} .
- En condiciones de funcionamiento normales, las tensiones se deben hallar entre $U_{min1} \leq U_n \leq U_{max2}$.
- En condiciones de funcionamiento anormales, las tensiones entre $U_{min2} \leq U_n \leq U_{min1}$ no deben causar daños ni fallos.
- Si se alcanzan periodos con tensiones entre U_{max1} y U_{max2} , deben estar seguidos de un periodo con un nivel por debajo o igual a U_{max1} , durante un periodo no especificado.

Las tensiones entre U_{max1} y U_{max2} sólo se deben alcanzar en condiciones no permanentes tales como:

- Frenado por recuperación.
- Movimiento de los sistemas de regulación de la tensión como por ejemplo un cambiador de tomas.
- Tensión de funcionamiento mínima: en condiciones de funcionamiento anormales, U_{min2} es el límite inferior de la tensión de la línea de contacto para el que se prevé que funcione el material rodante.

Sistema de electrificación	Tensión no permanente mínima $U_{\min.2}$ V	Tensión permanente mínima $U_{\min.1}$ V	Tensión nominal U_n V	Tensión permanente máxima $U_{\max.1}$ V	Tensión no permanente máxima $U_{\max.2}$ V
Corriente continua (valores medios)	400	400	600 ^a	720	800
	500 ^c	500	750	900 ^c	1 000
	1 000	1 000	1 500	1 800 ^c	1 950
	2 000	2 000	3 000	3 600	3 900 ^b
Corriente alterna (valores eficaces)	11 000	12 000	15 000	17 250	18 000
	17 500 ^c	19 000 ^c	25 000	27 500 ^c	29 000
Véase el anexo B para las condiciones nacionales particulares para Francia.					
^a Las futuras redes de tracción en corriente continua para tranvías y ferrocarriles locales deberían ajustarse a una red de tensión nominal de 750 V, 1 500 V o 3 000 V.					
^b Véase el anexo B para las condiciones nacionales particulares para Bélgica.					
^c Véase el anexo B para las condiciones nacionales particulares para el Reino Unido.					

Tabla 4 Rango de tensiones admisibles según la norma UNE-EN 50163:2005

Para la electrificación a 25 kV y 50 Hz nominales, las tensiones han de encontrarse en el rango comprendido entre 27,5 kV y 19 kV de forma mantenida, y entre 29 kV y 17,5 kV de forma instantánea. Este rango de tensiones tan amplio (hasta un 46% de la tensión nominal) es una de las características de las redes de distribución ferroviarias.

Para aprovechar mejor el rango de tensiones admisibles, suele ser habitual alimentar los sectores a 27,5 kV en lugar de los 25 kV nominales. Nótese que las tensiones en la catenaria serán siempre inferiores a los 27,5 kV debido a la caída de tensión en el transformador.

En los casos en los que se esté produciendo un frenado regenerativo, podrían registrarse tensiones superiores a los valores admisibles. Sin embargo, los trenes cuentan con sistemas que evitan que el frenado regenerativo funcione en dichas situaciones.

1.8.1.4.2. Corrientes en la catenaria

La corriente que circula por cada tramo de catenaria se reparte entre todos los conductores físicos de cada grupo de conductores (positivo, negativo y neutro), proporcionalmente a las impedancias de cada uno de ellos. En cada uno de estos conductores, la corriente no debe sobrepasar un valor máximo que viene especificado por el fabricante en la tabla de características, y que depende esencialmente del calentamiento admisible. En el anexo F (informativo) de la norma UNE-EN 50388 se proporcionan los datos típicos relativos a la corriente máxima admisible por tren para todas las redes europeas, pero no se impone ninguna obligación para diseñar la infraestructura (incluida la catenaria) para estos valores máximos.

	Corriente máxima admisible del tren, A																										
Sistema de alimentación eléctrica	Categoría de las líneas ETI de alta velocidad			Líneas ETI convencionales de Categoría IV, V, VI y VII, y líneas clásicas																							
	I	II	III	Máx.	AT CH DE	BE	CZ	DK	ES	FI	FR	GB	GR	HU	IE	IS	IT	LU	MT	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK	
25 000 V 50 Hz corriente alterna	1 500	600	500	800	/	500	800	500	?	500	500	300	/	?	/		/	?		500	/	/	?	500	/	300	
15 000 V ^a 16,7 Hz corriente alterna	1 500	900	900	900	900	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/	/		/	900	/	/	900	/	/	
3 000 V corriente continua ^a	4 000	4 000	4 000	4 000	/	2 500	3 000	/	2 500 (3 200 para líneas ETI de AV acondicionadas)	/	/	/	/	/	/		4 000	?		/	/	2 500 (3 200 para líneas ETI de AV acondicionadas; 2 500 para líneas ETI de AV de conexión)	/	/	2 500	1 000 para líneas de vía única 2 000 para líneas de vía doble	
1 500 V corriente continua ^a	/	5 000	5 000	5 000	/	/	5 000	2 800	/	/	5 000	/	/	/	?		/	/		4 000	/		?	/	/	/	
750 V corriente continua	/	/	6 800	/	/	/	/	/	/	/	/	6 800	/	/	/		/	/		/	/		/	/	/	/	

^a En líneas especiales (por ejemplo, transportes de mercancías en zonas montañosas, redes de cercanías) se pueden sobrepasar estos valores.
? No se ha recibido información al respecto.

Tabla 5 Corriente máxima admisible del tren, según la norma UNE-EN 50388

1.8.1.4.3 Corrientes de cortocircuito

En la norma UNE-EN 50388 sobre coordinación de las protecciones se establecen las corrientes máximas de cortocircuito entre línea de contacto y carril.

Sistema de alimentación eléctrica	Subestación normalmente conectada en paralelo S/N	Máxima corriente de defecto ^c que puede producirse kA
25 000 V 50 Hz corriente alterna	N	15 ^a
15 000 V 16,7 Hz corriente alterna	S	40
3 000 V corriente continua	S	50 (probablemente sostenida ^b)
1 500 V corriente continua	S	100 (probablemente sostenida ^b)
750 V corriente continua	S	125 (probablemente sostenida ^b)

^a Antes se aceptaba de manera común el valor de 12 kA.
^b Véase el apartado 3.2.12 de la Norma EN 50123-1:2003 para la definición.
^c Para las corrientes máximas, se asume la activación inmediata de la protección.
 Leyenda
 S = Si.
 N = No.

Tabla 6 Máximo nivel de cortocircuito línea de contacto-carril según la norma UNE-EN 50388

Dados los niveles de tensión que se emplean en la electrificación de ferrocarriles de alta velocidad, y el marcado carácter inductivo de los sectores, es necesario que los interruptores empleados tengan el poder de corte suficiente para asegurar su funcionamiento en las peores circunstancias y con un tiempo de reacción suficientemente bajo. De ello depende que los diferentes elementos de la electrificación (líneas aéreas, transformadores, etc.) no sufran desperfectos en caso de cortocircuito y que las tensiones de paso o de contacto no supongan un peligro para las personas.

1.8.2 Embarrados de las subestaciones y centros de autotransformación

El embarrado es uno de los elementos fundamentales de una subestación, pues permite la distribución de energía eléctrica a las diferentes aplicaciones a la que va a ser destinada. Un embarrado consta, como la misma palabra lo dice, de un juego de barras conductoras, que son un punto de unión con los diferentes circuitos que posee una subestación.

La clasificación para la elección del tipo de embarrado más adecuado se puede hacer conforme a dos criterios:

- Según la configuración del juego de barras
- Según el tipo de barra

1.8.2.1 Configuraciones de barras

El hecho de utilizar uno u otro tipo de configuración de las barras persigue como objetivos:

- Continuidad del servicio.
- Flexibilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- Cantidad y costo del equipo eléctrico.

Juego de barras sencillo

Es el más simple y económico, se utiliza preferentemente en instalaciones de pequeña potencia. En condiciones normales de funcionamiento, todas las líneas y bancos de transformadores están conectados a este único juego de barras.

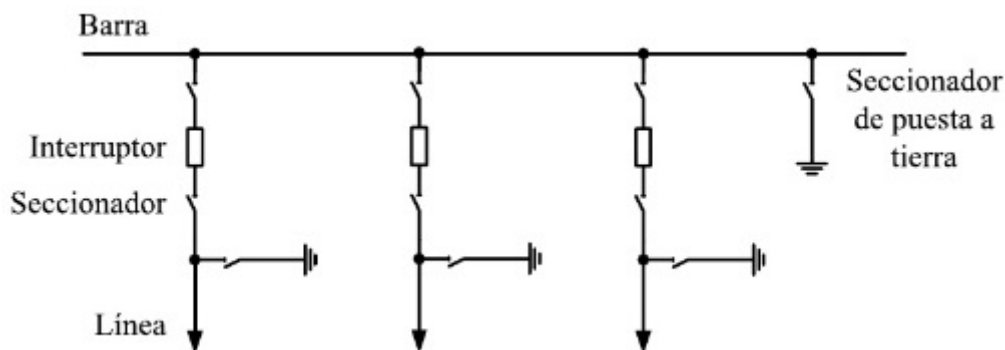


Figura 21 Barra sencilla

Esta configuración presenta las siguientes ventajas:

- Es bastante más económico que el resto de configuraciones de barras puesto que se utiliza menor cantidad de material.
- Su instalación es muy simple y de fácil maniobra.
- La complicación de su conexionado es mínima.

Como desventajas, el juego de barras sencillo tiene:

- En caso de fallo o avería del embarrado por cualquier motivo, la subestación queda totalmente fuera de servicio al quedar desenergizada. En el caso de instalar un seccionador

en la barra (barra partida) permitiría, maniobrando ésta, separar la parte averiada de la parte que no sufrió daños.

- El mantenimiento de los interruptores se dificulta puesto que hay que dejar fuera de servicio parte de la subestación.

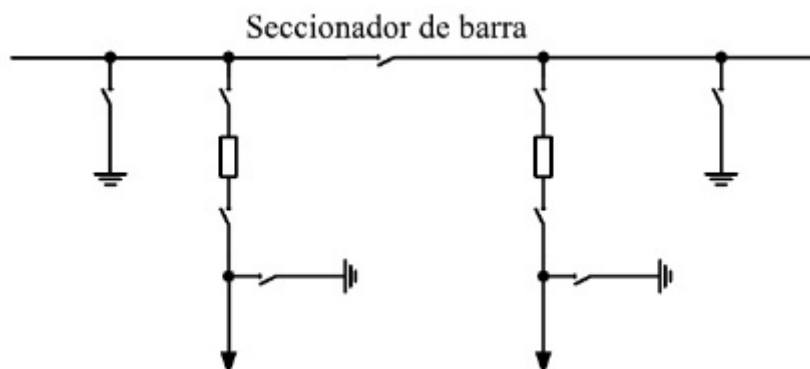


Figura 22 Barra partida

Una alternativa para este caso es utilizar barras de transferencia, esto permite realizar el mantenimiento de cualquiera de los interruptores sin afectar al suministro de energía; para ello se une la barra principal a la de transferencia mediante un interruptor llamado interruptor de acoplamiento o comodín (por poder sustituir cualquier interruptor de línea).

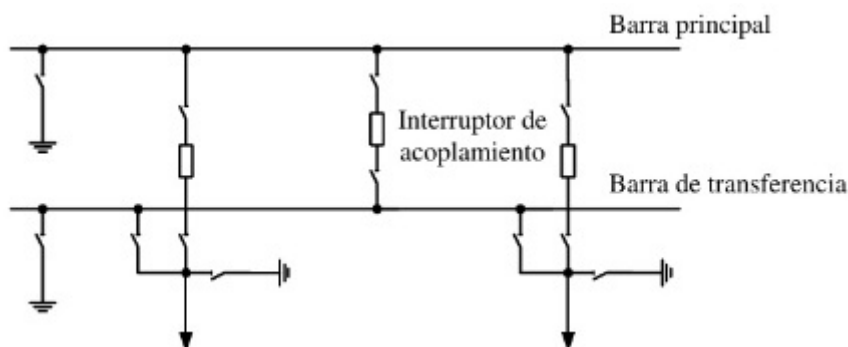


Figura 23 Barra principal y barra de transferencia

Esta configuración, presenta las siguientes ventajas:

- Garantiza una buena continuidad del servicio.
- Con la utilización de un interruptor de acoplamiento de barras, se logra una mayor flexibilidad de operación.
- Este arreglo permite sustituir o hacer el mantenimiento a cualquier interruptor sin alterar el servicio de suministro eléctrico en cuanto a líneas o bancos de transformadores empleando el interruptor comodín.

Como desventajas presenta:

- El hecho de instalar un interruptor adicional de unión de juego de barras incrementan el número de maniobras en el equipo.
- Puesto que la cantidad de equipos y material es mayor, el costo de la utilización de este tipo de configuración es mayor.

Doble juego de barras

Con esta disposición, cada línea puede alimentarse indistintamente desde cada uno de los juegos de barras y, por tanto, resulta posible dividir las salidas en dos grupos independientes. También resulta posible conectar todas las líneas sobre un juego de barras mientras se realizan trabajos de revisión sobre el otro.

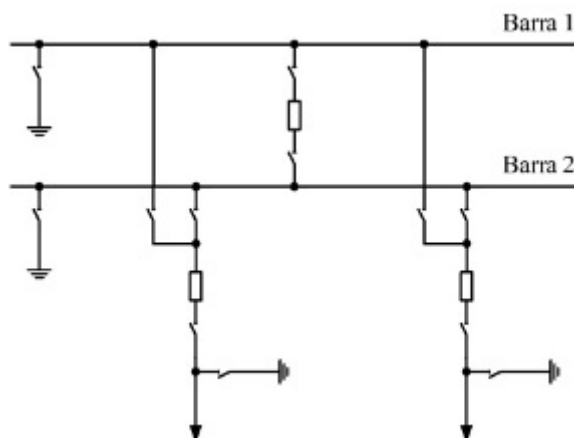


Figura 24 Barra doble

Como ventajas, esta configuración posee:

- En caso de fallo de uno de los juegos de barras, el otro sigue operando con normalidad, conectándose los equipos al juego de barras en buen estado mientras se encargan de reparar el juego de barras afectado.

Como desventajas tiene:

- Al igual que el juego de barras simple, para realizar las labores de mantenimiento sobre cada interruptor es preciso desconectar el circuito correspondiente.
- Como es obvio, esta elección es más costosa que para un único juego de barras aunque si hay que decir que es algo menos costoso que la configuración del interruptor y medio.
- También sucede que, el sistema queda fuera de servicio cuando se produce una avería en la barra principal.

Dentro de este ámbito, también entraría el doble juego de barras más una barra de transferencia.

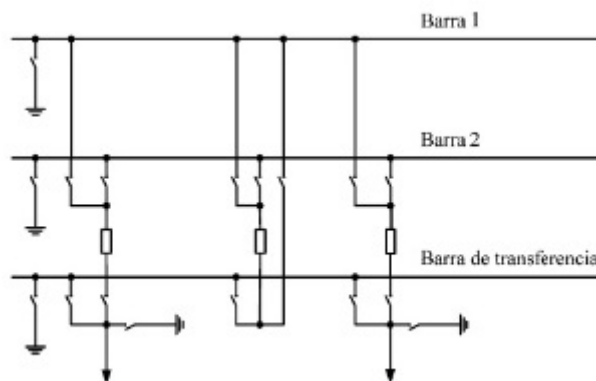


Figura 25 Barra doble y barra de transferencia

Triple juego de barras

Se emplea frecuentemente para instalaciones en las que el valor del cortocircuito es muy elevado. El sistema comprende dos juegos de barras principales y un juego auxiliar. Cada juego de barras tiene su protección diferencial independiente para evitar la desconexión total de la subestación. En caso de fallo, los juegos de barras principales permiten que la mitad de las líneas se conecten a un juego y la otra mitad al otro. Las barras auxiliares sirven para que el interruptor de acoplamiento pueda sustituir la operación de cualquier interruptor del circuito.

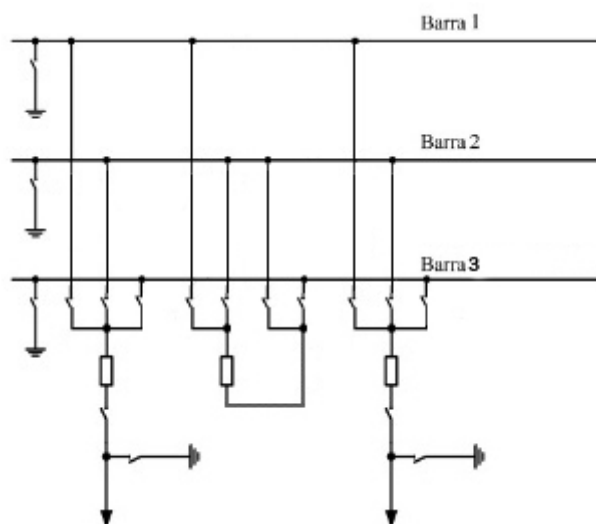


Figura 26 Barra triple

Esta solución permite dar mantenimiento o reparación a cualquier interruptor sustituyéndolo por el de acoplamiento sin alterar el suministro de energía.

La elección de la configuración de triple juego de barras presenta las siguientes ventajas:

- El hecho de tener tres juegos de barras permite disminuir la magnitud de las corrientes de cortocircuito en la subestación sin la necesidad que implica para otro tipo de configuraciones ya tratadas, cambiar los interruptores por otros con mayor poder de corte.

Las desventajas que presenta esta configuración son:

- Al igual que con el doble juego de barras, también sucede que el sistema queda fuera de servicio cuando se produce una avería en la barra principal.
- Para hacer el mantenimiento de cualquier interruptor, también se requiere desconectar el circuito correspondiente.
- A pesar de tener el mismo número de interruptores que para el caso de la configuración de doble juego de barras, el número de seccionadores puede llegar a incrementarse en más del 50%.
- Al tener tres juegos de barras, es una configuración aún más costosa que la de doble juego de barras. Por ello, su utilización se reduce a casos muy concretos o para subestaciones de líneas de transporte de muy alta tensión.

Juego de barras en anillo

Es un esquema muy flexible en su operación, pues permite una perfecta continuidad de servicio, aun en el caso de que salga de servicio cualquier transformador de línea ante la

desconexión de un disyuntor; por lo que es una configuración empleada frecuentemente en las salidas de líneas de distribución.

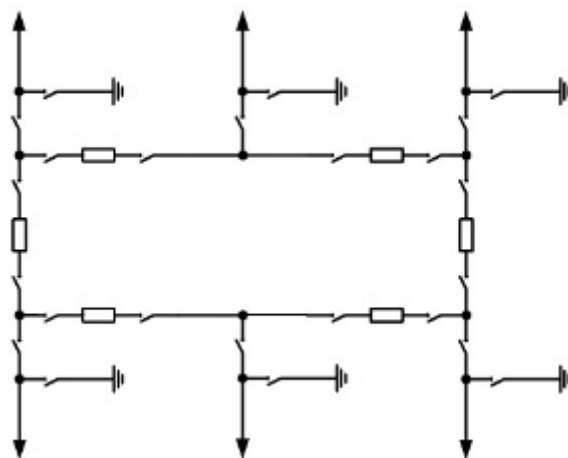


Figura 27 Barras en anillo

La configuración en anillo presenta las ventajas que aparecen a continuación:

- Mantiene una perfecta continuidad del suministro eléctrico aun habiendo algún elemento como un transformador averiado.
- En el caso de que un circuito quede fuera de servicio por un cortocircuito o falla, basta con abrir los dos interruptores adyacentes y cerrar los interruptores de enlace para garantizar de forma instantánea el restablecimiento del suministro.
- En el caso en el que se haga mantenimiento en cualquiera de los interruptores que estén normalmente cerrados, la energía fluye por el circuito vecino una vez de haber cerrado el interruptor correspondiente.
- Esta configuración mantiene la misma cantidad de equipos que el caso de la barra sencilla con la ventaja de que se ahorra la protección de barras.

Como desventaja fundamental que posee esta configuración, es que es más costosa que el juego de barras sencillo, puesto que se precisa dos conexiones entre cada circuito por el que fluye la energía.

Juego de barras en interruptor y medio

Este tipo de configuración es muy empleada en áreas de alta tensión de subestaciones de gran potencia, sobre todo en aquellos casos en los que aparecen interconexiones que forman parte de un sistema en anillo.

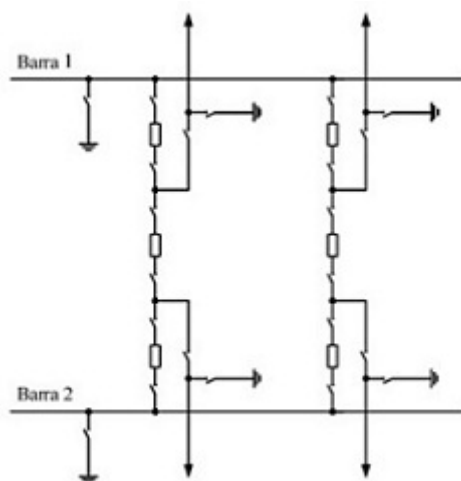


Figura 28 Barras en interruptor y medio

La elección de esta configuración de barras presenta las siguientes ventajas:

- Se garantiza una perfecta continuidad de servicio.
- En condiciones nominales de trabajo, todos los interruptores están cerrados y cada juego de barras tiene su correspondiente protección diferencial y, en caso de falla en cualquier juego de barras, esta protección actúa desconectando todos los interruptores que llevan energía al embarrado afectado, sin dejar fuera de servicio ninguna línea ni ningún transformador.
- En caso de mantenimiento o reparación de algún interruptor, se da la posibilidad de acceder a su mantenimiento sin afectar a la continuidad del suministro.
- Consta de mayor número de interruptores que en el caso de utilizar un doble juego de barras más una auxiliar, aunque el hecho de utilizar una cantidad de seccionadores mucho menor, hace que sea una opción más económica que ésta.

Como desventaja, al llevar más dispositivos de protección, la utilización de esta solución incrementa de forma importante el coste.

1.8.2.2 Tipos de barras

Cables

Como juego de barras se pueden emplear conductores. Suelen ser bastante comunes de utilizar y están formados por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal.

Por lo general, los materiales más utilizados para estos, son el cobre y el aluminio reforzado con acero. Este último presenta la ventaja de tener una elevada resistencia mecánica y un peso reducido.

La principal ventaja que presenta la utilización de los cables para un embarrado es que supone la opción más económica.

Como desventajas, los conductores tienen:

- Mayores pérdidas por efecto corona
- Mayores pérdidas por efecto superficial

Tubos

Las barras en forma tubular suelen ser frecuentemente empleadas en todo tipo de subestaciones. Fundamentalmente suelen ser de aluminio o cobre.

La utilización de barras tubulares conlleva una serie de ventajas:

- Tienen la misma resistencia a la deformación en todos los planos.
- Su utilización reduce el número de soportes aislantes necesarios debido a su rigidez mecánica.
- Facilita la unión entre dos tramos de tubo.
- Reduce las pérdidas por efecto corona.
- Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- Tiene capacidades de conducción de corriente considerablemente grandes por unidad de área.
- En subestaciones compactas es la opción más económica.
- En subestaciones con tensiones elevadas, reduce el área necesaria para su instalación.

Como desventajas, este tipo de barras tienen:

- Alto costo del tubo en comparación con el resto de barras.
- Requieren juntas de unión, ya que las longitudes de los tubos que se fabrican suelen ser insuficientes.

Pletinas

Es el tipo de barra más común para llevar elevadas cantidades de corriente, especialmente en interiores. Por lo general suelen ser de cobre o aluminio.

Las ventajas que presentan este tipo de barras frente al resto son:

- Son relativamente más económicas que las barras tubulares.
- Tienen la capacidad de transportar más corriente para aplicaciones de corriente continua.
- Tiene una excelente ventilación debido a que poseen una mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal.

Como desventajas, las pletinas tienen:

- Una reducida resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de cortocircuito.
- Unas mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad para aplicaciones en corriente alterna.
- Requiere un mayor número de aisladores soporte.

1.8.3 Conductores

Es conveniente considerar los distintos tipos de conductores según el material del que están constituidos y evaluar las ventajas e inconvenientes de cada tipo para la elección del más conveniente dependiendo del lugar donde se vayan a ubicar y la función que desempeñen en la instalación.

Conductores de aluminio

La gran ventaja de este tipo de conductores, es que son más económicos que el resto, ahora bien, no son de gran aplicación en líneas aéreas debido a su escasa dureza y poca resistencia a la rotura; lo cual obliga a tensarlos con menor rigidez, con el consiguiente aumento de la flecha y de la altura de los apoyos.

Como contrapunto a sus limitaciones mecánicas, una de las mejores cualidades del aluminio es su gran durabilidad.

Conductores de aluminio reforzados con acero

Estos conductores son ampliamente utilizados en líneas eléctricas aéreas puesto que, aparte de ser más económicos que los conductores de cobre, presentan una elevada resistencia mecánica debido a la utilización de un conductor de acero en su interior, lo que permite distancias interpostales mucho mayores y un ahorro considerable en estructuras, aisladores y herrajes.

Ahora bien, tenemos que tener en cuenta que no estamos tratando una línea eléctrica sino una subestación, por lo que las distancias de los conductores son por lo general bastante reducidas.

Una desventaja de este tipo de conductores es que presentan una menor conductividad eléctrica que en el caso de los conductores de cobre y además son muy influenciados por la corrosión que pueda generar si se encuentran en una zona de elevada contaminación o una zona muy próxima al mar.

El hecho de llevar un alma de acero, hace que el conductor presente un peso más elevado en su totalidad que un conductor de aluminio.

Conductores de cobre

La mayor ventaja del cobre es su elevada capacidad para transportar la corriente eléctrica. Esto hace que estos conductores presenten valores resistivos menores ya que su conductancia es más elevada que para el resto de conductores empleados.

Por desgracia, presentan un gran inconveniente, su costo es bastante más elevado que los de aluminio. Esto junto con su no muy elevada resistencia mecánica los excluye de ser utilizados como conductores desnudos en líneas eléctricas aéreas.

Suelen emplearse cables de cobre recocido o duro, pero al no poderse fabricar un cable formado únicamente por alambres de cobre recocido debido a su poca resistencia a la rotura, los cables empleados están formados por alambres de cobre duro.

1.8.4 Aisladores

En la actualidad, existe una gama variada de aisladores en cuanto al material del que están constituidos. Se deben analizar las ventajas e inconvenientes que presentan cada tipo de aislador y en función de este análisis, elegir los más adecuados para aislar correctamente las acometidas de entrada y salida en intemperie, así como el embarrado de alterna de la subestación.

Aisladores de porcelana

Su estructura debe ser homogénea y, para dificultar la adherencia de la humedad y el polvo, la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte. Están constituidos por caolín y cuarzo de primera calidad.

Por lo general, son aisladores que se caracterizan por:

- Alta resistencia eléctrica y mecánica.
- Estructura muy densa.
- Absorción de la humedad nula.
- Dificultad para adherir el polvo.

A pesar de estas ventajas, presentan los siguientes inconvenientes respecto a los aisladores de vidrio:

- En caso de fallo de un aislador por una onda de sobretensión, el aislador de porcelana se rompe si falla el dieléctrico.
- Presentan un coeficiente de dilatación térmica más elevado que el vidrio, en consecuencia los aisladores de porcelana están más influenciados por la variación de la temperatura ambiente.
- Estos aisladores no tienen la capacidad de ser atravesados por los rayos solares sino que esos rayos los absorben provocando un sobrecalentamiento mayor que en el caso del vidrio.

Aisladores de vidrio templado

Están fabricados por una mezcla de arena silíceo y de arena calcárea, fundidas con una sal de sodio a 1300 °C, obteniéndose por moldeo. Son mecánicamente más fuertes que la porcelana a la compresión y tienen aproximadamente la misma resistencia mecánica que ésta.

Una ventaja fundamental de este tipo de aisladores es su bajo grado de envejecimiento aún estando expuesto a esfuerzos mecánicos elevados.

Tienen las siguientes ventajas sobre los aisladores de porcelana:

- Se pueden observar las perforaciones y constituciones no homogéneas.
- Después de una onda de sobrevoltaje, un aislador fallado se puede identificar más rápidamente porque el vidrio se estrella y la porcelana se rompe cuando falla el dieléctrico.
- El vidrio tiene menor coeficiente de expansión térmica, lo cual minimiza los esfuerzos causados por cambios en la temperatura ambiente.
- Sufren un sobrecalentamiento menor debido a los rayos solares ya que la mayoría de ellos pasan a través de estos y no son absorbidos como en los de porcelana.

Aisladores de esteatita y resinas epoxi

Se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que la de la porcelana y también, al ser materiales poliméricos, tienen mejores propiedades aislantes que el resto de aisladores.

Su gran desventaja es su elevado coste, que les hace que se empleen para aplicaciones muy concretas que requieran requisitos muy específicos.

1.8.5 Seccionadores

Los seccionadores, se clasifican según la forma de accionamiento de sus cuchillas para la apertura y cierre; y tienen diferentes estructuras en función de la tensión nominal de la instalación y, en menor medida, de la corriente y del espacio disponible. Desde un punto de vista económico, los diferentes tipos de seccionadores no presentan diferencias importantes, por lo que no es ésta una condición determinante en la elección del seccionador. Por ello, se debe realizar un análisis de cada tipo y evaluar sus ventajas e inconvenientes para adoptar las diferentes soluciones que se adapten de la forma más correcta a las características impuestas por la instalación.

Seccionadores de cuchillas giratorias

Son seccionadores formados por dos aisladores de soporte, con un muelle de contacto y una cuchilla que gira alrededor de un eje que suele ser el propio aislador. La apertura y cierre de la cuchilla se realiza con ayuda del resorte.

Por lo general, su utilización es válida tanto para uso interior como para exterior.

Es preferible que sean tripolares, aunque resulten más caros, debido a que, al ir unidos por un eje común, permite el accionamiento conjunto de las tres cuchillas.

Seccionadores de cuchillas deslizantes

La capacidad de conexión es menor que en los seccionadores de cuchillas giratorias. En este caso, las cuchillas se mueven longitudinalmente y poseen tres aisladores soporte. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla, poseen un resorte que, en este caso, ayuda a cerrarla.

Se emplean por lo general cuando el espacio es reducido y no permite el movimiento lateral de la cuchilla entorno a un eje de giro.

Seccionadores de columnas giratorias

En este tipo de seccionadores, las cuchillas se mueven solidarias a un soporte aislante que es el encargado de producir el giro. Pueden poseer dos o tres columnas de aisladores. En el caso de tener dos aisladores soporte, estos giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una que contiene la mordaza y la otra el contacto. En la de tres aisladores soporte, la columna central soporta el elemento móvil, que se encarga de producir el giro de las cuchillas; y las dos columnas de aisladores externas fijas son las que sostienen las mordazas.

Pueden montarse con cuchillas de puesta a tierra, impidiendo así cualquier falsa maniobra.

Por lo general, están diseñados para trabajar a la intemperie, a tensiones superiores a 30 kV, por lo que son empleados normalmente para niveles de tensión muy elevados.

Seccionadores pantógrafo

Han sido creados para simplificar la conexión y la distribución en alta tensión a la intemperie, ya que se disminuye de forma sensible la superficie requerida para la instalación de los seccionadores.

Las cuchillas de este tipo de seccionadores, son cuchillas de un único poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Ésta está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene una forma semejante a la de los pantógrafos de las locomotoras eléctricas. La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo, de tal forma que al irse elevando la parte superior de éste, se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La principal ventaja del seccionador pantógrafo, es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja, que el cable recibidor debe tener siempre la misma tensión mecánica, o sea, la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura.

1.8.6 Interruptores automáticos

Fundamentalmente se utilizan para la protección de transformadores y líneas eléctricas frente a sobreintensidades o cortocircuitos que puedan darse en la red por cualquier anomalía. Para su elección, se deben analizar las posibles ventajas e inconvenientes de cada tipo, dependiendo de su ubicación, nivel de tensión y características impuestas por la instalación.

Interruptores en baño de aceite

Su funcionamiento está basado en la inmersión de los contactos de ruptura en aceite. En este tipo de interruptores, el arco producido por una onda de sobreintensidad calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo al pasar la onda de corriente por cero.

La ruptura en aceite presenta las siguientes ventajas respecto a la ruptura en el aire, que sería la natural:

- Menor longitud del arco.
- Mejor aislamiento entre piezas.

Por el contrario tiene los siguientes inconvenientes:

- Inflamabilidad del aceite.
- Posibilidad de explosión en la mezcla de gases.
- Polución del aceite por el carbón producido por el arco, obligando a inspecciones periódicas y limpieza de los contactos.
- No son adecuados para la ruptura en corriente continua.

Interruptores de pequeño volumen de aceite

En este tipo de interruptor se prescinde del aceite como aislante, sustituyéndolo por un recipiente de material aislante, quedando el aceite únicamente en la cámara de ruptura, más una reserva para renovar el que se consuma. Se caracterizan por contener un volumen de aceite reducido (un 5% del que puede tener un interruptor en baño de aceite). Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por ello, a la hora de extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones que se generan son pequeñas. La potencia de apertura está

limitada únicamente por la presión de los gases desarrollados por el arco. Dependiendo del nivel de esta potencia, el soplo de los gases sobre el arco se hace en diferentes direcciones.

Este tipo de interruptor ha sido muy empleado en toda Europa en tensiones hasta 230 kV, pero en general se usan para tensiones y potencias medianas.

Posee las siguientes ventajas:

- Son autorregulables, es decir, se adaptan al nivel de corriente a extinguir.
- Emplean unas veinte veces menos volumen de aceite que los interruptores en baño de aceite.
- El trayecto del arco es desionizado rápidamente.
- Baja caída de tensión en el arco.
- Reducida disipación de energía.
- Pequeño deterioro de los contactos.

Como desventajas podemos citar:

- A pesar de poseer un volumen de aceite muchas más reducido que para el caso de los interruptores en baño de aceite, el hecho de utilizarlo hace que haya que cambiarlo cuando éste se agote.
- Inflamabilidad del aceite.
- Posibilidad de explosión en la mezcla de gases.

Interruptores en hexafluoruro de azufre (SF₆)

Estos interruptores se caracterizan porque poseen en las cámaras de extinción un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF₆), que tiene una capacidad dieléctrica muy superior a la de otros fluidos dieléctricos conocidos (posee tres veces la rigidez dieléctrica del aire a la misma presión y además, a elevadas temperaturas, sigue conservando una elevada conductividad térmica que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico). Esto hace más compactos y más duraderos a los interruptores basados en esta tecnología. Las buenas propiedades de este gas han provocado que en la actualidad, en aplicaciones sobre todo de alta tensión, sea el tipo de interruptor más generalizado y empleado.

Entre las ventajas de estos interruptores podemos encontrar:

Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que el ruido de apertura del interruptor es mínimo.

- Alta rigidez dieléctrica y conductividad térmica, del orden de tres veces la del aire.
- El SF₆ es un gas estable. Cuando está expuesto al arco, se divide en SF₄, SF₂ y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse, se forma de nuevo el SF₆.
- La alta rigidez dieléctrica lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aún a presiones bajas.
- Ausencia total de riesgo de explosión e incendio, lo que los hacen aptos para cualquier aplicación.

Como desventajas presenta:

- A presiones superiores a 3,5 bar y temperatura menores de -40°C, el gas se licua.

- El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan escapes, ya que al tener mayor densidad que el aire, lo desplaza provocando asfixia por falta de oxígeno.

Interruptores neumáticos

Utilizan la capacidad que tiene el aire comprimido para expansionarse y así extinguir el arco. El principio de funcionamiento consiste en enviar una fuerte corriente de aire al centro del arco, desionizándolo al pasar la corriente por cero. Esta corriente de aire es provocada por una cantidad previamente comprimida en un depósito independiente. El poder de corte de este tipo de interruptores aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire comprimido inyectado.

Entre las ventajas de estos, podemos encontrar:

- Admite cortes de corriente para todas las tensiones y potencias de ruptura.
- Presenta menos posibilidades de peligro de incendio que los interruptores que utilizan aceite para la extinción del arco.
- Bajo costo y disponibilidad del aire.
- Rapidez de operación.
- Aumenta el poder de corte en proporción a la presión del aire.
- El aire utilizado no es asfixiante ni tóxico.

Y como desventajas:

- Menor rigidez dieléctrica que el SF_6 .
- Mayor presión que el SF_6 .
- La constante térmica viene a ser unas 100 veces la del SF_6 a la misma presión.
- Aún trabajando con presiones cinco veces superiores a la del SF_6 , el aire tiene únicamente el 10% de la capacidad de extinción del arco.
- En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy elevadas. Para disminuirlas es preciso colocar resistencias de apertura.
- Después de la apertura, el gas ionizado debe ser ventilado.
- Los niveles de ruido al operar son muy altos.
- El sistema de comprensión de aire posee un precio bastante elevado y la confiabilidad de sus componentes es complicada de lograr.

Interruptores de vacío

Son interruptores cuya apertura es rápida debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos permanecen dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. Una característica importante de este tipo de interruptores es que al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y por tanto, no es necesario el soplado del arco, ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Por lo general, se emplean en instalaciones de hasta 30 kV dentro de tableros blindados.

Las ventajas que presentan los interruptores de vacío son:

- Son muy compactos.
- Prácticamente no necesitan mantenimiento.

Como desventajas tienen:

- Si por algún defecto o accidente se pierde el vacío, puede reventar la cámara al no extinguirse el arco.
- Durante la extinción del arco, debido a su rapidez, produce grandes tensiones entre sus contactos y estos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

1.8.7 Pararrayos

Por lo general, se emplean para proteger los equipos más caros como pueden ser los transformadores de potencia, aunque también aparecen en las conversiones de acometida aérea–subterránea. Están formados por un conjunto de elementos resistivos no lineales y explosores que son capaces de limitar la amplitud de las sobretensiones originadas por fenómenos atmosféricos o por la realización de maniobras.

En la actualidad, aun existiendo tres tipos de pararrayos según su configuración y forma para actuar sobre las sobretensiones, dos de ellos han caído en desuso porque no responden a las necesidades actuales y sólo se emplean los pararrayos de óxidos metálicos. No obstante, se indicarán los tres tipos de pararrayos que existen, con sus ventajas e inconvenientes.

Cuernos de arqueo

Son pararrayos formados por un único explosor, o varios explosores en serie conectados, por un lado al circuito del dispositivo o aparato a proteger, y por otro lado, a la red de tierra.

A pesar de tener como ventaja el hecho de ser el más económico, tiene el gran inconveniente de que una vez que se ha originado el arco en el explosor, el aire se ioniza y la corriente de descarga se transforma en una corriente de cortocircuito que únicamente se puede eliminar mediante el empleo de un interruptor o fusible adecuado. El empleo de este tipo de pararrayos es poco común.

Pararrayos autovalvulares

Este tipo de pararrayos, está formado por una serie de resistencias no lineales pretensadas de carburo de silicio, que se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre éstas formando unos pequeños cilindros. La finalidad de estas resistencias es evitar que se produzca una corriente permanente una vez iniciada la descarga en los explosores. Estos pequeños cilindros así formados tienen la propiedad de disminuir su resistencia en presencia de sobretensiones y de aumentarla hasta un valor prácticamente infinito cuando la tensión vuelve a ser la nominal, esto hace que el pararrayos se comporte como una válvula de seguridad para valores de tensión elevados.

Una ventaja de este tipo de pararrayos es que permiten disminuir la distancia entre los electrodos, proporcionando al pararrayos una mayor sensibilidad aun con tensiones de magnitud reducida.

Pararrayos de óxidos metálicos o "autoválvulas"

Su principio de funcionamiento se basa en las propiedades semiconductoras de los óxidos metálicos. Por lo general, el óxido metálico más empleado por su buen comportamiento es el óxido de zinc (ZnO). Este tipo de óxido presenta una curva tensión–corriente aun menos lineal que la del carburo de silicio, por una parte conduce cuando la tensión es superior a la

tensión máxima tomada como referencia y por otra, no deja pasar la corriente cuando este valor de tensión es la tensión nominal de servicio.

Están compuestos por varias piezas de resistencias no lineales de óxido de zinc y el aislamiento exterior puede variar desde una columna de porcelana sin entrehierro hasta materiales sintéticos más costosos como las resinas.

Como ventajas de estos pararrayos sobre los dos anteriores tenemos:

- Al carecer de entrehierros, la protección de estos pararrayos es constante.
- Al tener una curva tensión–corriente menos lineal que los anteriores, no permite la existencia de un flujo de corriente posterior causado por una sobretensión.
- Absorben menos energía que los anteriores, por lo que están diseñados para soportar una mayor cantidad de sobretensiones provocadas por rayos o maniobras de interruptores.
- El volumen de las partes activas se reduce con respecto a los anteriores, por lo que son más compactos.

Esta tecnología ha desplazado al resto de los pararrayos existentes hasta tal punto que los anteriores ya no se utilizan.

1.8.8 Transformadores de potencia

El transformador de potencia es la máquina o dispositivo por excelencia más importante de una subestación, pues se encarga de cambiar las características eléctricas de tensión y corriente a la entrada de la misma para adaptarlas a los niveles de tensión y de corriente requeridos para las salidas y consumos de las cargas. Es preciso realizar un análisis de los tipos de transformadores que existen en cuanto a su aislamiento, para una vez evaluadas las ventajas e inconvenientes de cada tipo, elegir el que más se adapte a los requisitos de la instalación.

Transformadores de potencia en baño de aceite

Son aquellos transformadores que utilizan como aislamiento interno de la parte activa el aceite. Este tipo de transformadores es ampliamente utilizado en aplicaciones para alta tensión, debido a su excelente comportamiento y sus buenos resultados. Puesto que su elemento aislante es el aceite, llevan una serie de accesorios particulares que permiten garantizar la seguridad del mismo.

Como ventajas, este tipo de transformadores tienen:

- Bajo mantenimiento.
- Buena conservación del aislante.
- Buena conservación del dieléctrico.

Como inconveniente fundamental, presenta un mayor coste económico que los transformadores secos.

Transformadores de potencia secos

Este tipo de transformadores se caracterizan por llevar aislamiento seco en lugar de aceite. Por lo general, se emplean para niveles de tensión y potencia pequeños, aunque en determinadas ocasiones también se emplean, bien por problemas de espacio o por algún

motivo que lo justifique, para potencias medianas. Un caso muy típico de empleo de estos transformadores es en locales en el que el espacio juega un papel bastante importante, ya que estos transformadores son muy compactos y carecen de la mayor parte de accesorios que sí llevan los sumergidos en aceite.

Como ventajas, este tipo de transformadores tienen frente a los de aceite:

- Menor coste de compra.
- Son más compactos.

Como inconvenientes presentan:

- Mayor mantenimiento.
- Reparaciones más costosas a causa de que los bobinados estén encapsulados.

1.9 Características generales de las instalaciones

1.9.1 Descripción general

Como ya hemos citado anteriormente, cada subestación de tracción se alimentará a través de dos líneas eléctricas de 400 kV de REE. Se empleará tecnología aislada por aire a la intemperie y estarán compuestas por dos transformadores de potencia 405/55 kV de 30 MVA y dos transformadores para servicios auxiliares 27,5/0,23 kV de 250 kVA. Las salidas de alimentación desde el edificio de control hasta la catenaria de la vía férrea estarán compuestas por dos (SET-2) y cuatro (SET-1) feeders de 2x27,5 kV mediante celdas blindadas en SF₆.

Los centros de autotransformación intermedios estarán compuestos por dos autotransformadores 2x27,5 kV de 10 MVA a la intemperie, conectados a catenaria a través del edificio de control mediante celdas blindadas en SF₆, y dos transformadores para servicios auxiliares 27,5/0,23 kV de 100 kVA.

A su vez, el centro de autotransformación final, se compondrá de cuatro autotransformadores 2x27,5 kV de 10 MVA a la intemperie, conectados a catenaria a través del edificio de control mediante celdas blindadas en SF₆, y dos transformadores para servicios auxiliares 27,5/0,23 kV de 100 kVA.

1.9.2 Criterios de selección

Para la elaboración de este proyecto, se ha tenido en cuenta lo estipulado por los Procedimientos de Operación, así como los requisitos mínimos de diseño y equipamiento para instalaciones conectadas a la red de transporte peninsular, de Red Eléctrica Española "REE".

Para el cálculo y selección de los diferentes componentes de las subestaciones y los centros de autotransformación, se considerarán los parámetros de diseño que se indican en la normativa técnica del Administrador de Infraestructuras Ferroviarias "ADIF".

1.9.3 Condiciones de servicio

Tanto la aparamenta de alta tensión como los dispositivos de mando y los equipos auxiliares que forman una parte integral de ellos, están previstos para la utilización conforme a sus características asignadas y a las condiciones normales de servicio que se señalan en la norma UNE-EN 62271-1.

	Interior	Exterior
Temperatura ambiente máxima	+40 °C	+40 °C
Temperatura ambiente mínima	-5 °C	-25 °C
Temperatura ambiente media máxima (24h)	+35 °C	+35 °C
Humedad relativa media máxima (24h)	95%	
Humedad relativa media máxima (1 mes)	90%	
Altitud máxima	1000 msnm	1000 msnm
Velocidad máxima del viento		34 m/s

Tabla 7 Condiciones de servicio

1.9.4 Magnitudes eléctricas

A efectos de cálculo y diseño, además de los requisitos de REE para instalaciones conectadas a la red de transporte, se han tenido en cuenta varias magnitudes eléctricas principales según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT) y la normativa técnica relacionada con productos críticos de ADIF.

	Nivel de tensión 400 kV	
Tensión nominal de la red (U_n)	400 kV	
Tensión más elevada del material (U_m)	420 kV	
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra (valor de cresta)	Fase a tierra	Entre fases
	1050 kV	1575 kV
Tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo (valor de cresta)	1425 kV	
Conexión del neutro	Rígido a tierra	
Corriente máxima de cortocircuito trifásico	50 kA	
Tiempo de extinción de la falta	0.5 seg.	

Tabla 8 Magnitudes eléctricas 400 kV

	Nivel de tensión 55 kV
Tensión nominal	55 kV
Tensión más elevada del material	58 kV
Tensión soportada (valor eficaz)	105 kV
Tensión soportada a los impulsos tipo rayo (valor de cresta)	250 kV
Conexión del neutro	Rígido a tierra
Corriente máxima de cortocircuito	25 kA
Tiempo de extinción de la falta	1 seg.

Tabla 9 Magnitudes eléctricas 55 kV

1.9.5 Tensiones nominales para circuitos auxiliares y de mando

Los servicios auxiliares estarán atendidos necesariamente por varios niveles de tensión según las necesidades de los distintos componentes del sistema.

Servicios auxiliares CC	125 V _{cc} - 48 V _{cc}
- Motores de los accionamientos	125 V _{cc}
- Sistema de control local	125 V _{cc}
- Sistema de telecomunicaciones	48 V _{cc}
Servicios auxiliares CA	230 V _{ca}

Tabla 10 Tensiones nominales circuitos auxiliares y de mando

1.9.6 Disposición de las subestaciones y centros de autotransformación

La disposición para las subestaciones y los centros de autotransformación será la siguiente:

- Para 400 kV: Exterior.

La apartamentación será convencional y se montará, junto con la transformación, a la intemperie.

- Para 55 kV: Exterior e interior blindada.

Autotransformadores a la intemperie y cabinas blindadas en SF₆ en el interior.

Según los criterios utilizados para su selección:

- Continuidad del servicio.
- Versatilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- Cantidad y costo del equipo eléctrico.

1.9.7 Obras civiles, edificios y estructuras metálicas

A continuación, se describen brevemente las partes relacionadas con las adaptaciones de los terrenos, las cimentaciones y estructuras metálicas para fijar los dispositivos y los pórticos, las canalizaciones subterráneas y la obra civil asociada a los edificios de control; así como los accesos, los viales y el vallado exterior.

1.9.7.1 Movimientos de tierras

Los movimientos de tierras estarán condicionados, entre otros, por las características de los terrenos y recomendaciones incluidas en el estudio geotécnico que ha de realizarse previamente al inicio del proyecto. En función del cual, y del adecuado estudio de la evacuación de aguas de las plataformas, y mediante la aplicación de una optimización económica, se determinarán las cotas finales de éstas.

Las explanaciones de las plataformas se realizarán con amplitud suficiente para la instalación de la apartamentación exterior, implantación del edificio de control e instalaciones anexas. Incluye, asimismo, desbroce y preparación de los caminos de acceso.

1.9.7.2 Cimentaciones para aparamenta y pórticos

Para fijación mecánica de las instalaciones al terreno, se procederá a la cimentación de las estructuras metálicas de los pórticos, así como de las estructuras correspondientes a cada soporte de aparamenta eléctrica a utilizar en los parques de intemperie.

Las cimentaciones serán de hormigón, del tipo “zapata aislada”, y estarán previstas para llevar consigo todo tipo de canalizaciones o tubos que permitan facilitar el trazado y la conexión de la malla de tierras o los circuitos de control de las instalaciones.

Además, será necesaria la construcción de las cimentaciones de los vallados exteriores.

1.9.7.3 Bancadas para transformadores y sistema de recuperación y recogida de aceites

Para la cimentación y movimiento de los transformadores se realizarán unas bancadas de raíles para facilitar su desplazamiento. En estas bancadas se construirá también un sistema de recogida de aceite para una eventual fuga del mismo desde la cuba del transformador y que estará unido al depósito general de recogida de aceite mediante tubos de hormigón, los cuales tendrán una pequeña pendiente para facilitar su circulación.

1.9.7.4 Estructuras metálicas y soportes

Las estructuras y soportes de la aparamenta se construirán con perfiles de acero normalizados y tendrán acabado galvanizado como protección contra la corrosión.

La altura de dichos soportes será la suficiente como para cumplir con los requerimientos de alturas mínimas establecidas por la normativa y en su dimensionado se deberá tener en consideración todas y cada una de las solicitudes que intervengan en cada caso, así como las condiciones meteorológicas de la zona.

Estas estructuras se complementarán con tornillería y herrajes auxiliares para la fijación, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

1.9.7.5 Edificios de control y celdas AT

Los edificios estarán formados por módulos prefabricados de hormigón armado en los que se realizarán y vendrán previstos los huecos y cajeados necesarios para la instalación de puertas, ventanas, rejillas y extractores.

La función principal de estas edificaciones será la albergar los equipos de mando, control y protección; así como las celdas de alta tensión y las de alimentación a los servicios auxiliares, además de los transformadores de servicios auxiliares y los grupos electrógenos.

1.9.7.6 Conducciones de cables de control y potencia

Con objeto de proteger el recorrido de los cables de control y potencia, en cada instalación, se construirá una red de canales para cables, realizadas con hormigón armado y cubiertas con losas del mismo material. En los cruces con los viales se utilizarán pasatubos reforzados

para resistir el paso por encima de ellos de los vehículos de mantenimiento y transporte de material eléctrico.

1.9.7.7 Saneamientos y drenajes

El drenaje de las aguas pluviales se efectuará mediante canales. En las explanaciones de los terrenos se preverán unas ligeras pendientes, no inferiores al 0,5%, conformando distintas cuencas hacia estos.

Para el tratamiento de las aguas residuales procedentes de los edificios de control, se instalará un sistema de saneamiento que las llevará a una fosa séptica y de ésta a un pozo filtrante. En ningún caso, las aguas de saneamiento irán a parar a las aguas de drenaje.

1.9.7.8 Accesos y viales

Las entradas principales a las instalaciones se realizarán desde caminos rurales, teniendo acceso directo a la zona donde se encontrarán los transformadores de potencia y los edificios de control.

Los viales interiores serán de firme rígido de hormigón sobre una base de zahorra compactada. El resto de la superficie de los parques se cubrirá con grava, pues con ello se consigue evitar la emanación de polvo e incrementar notablemente la resistividad superficial, además de dificultar el crecimiento de la maleza.

1.9.7.9 Vallados perimetrales y puertas

El recinto de las subestaciones estará rodeado por un cerramiento metálico de 2,60 m. de altura con el fin de obstaculizar el paso a aquellas personas ajenas a la instalación y protegerlas frente a las tensiones de trabajo de la aparamenta del parque intemperie.

Para permitir el paso, dispondrán de dos puertas correderas de 4,50 m. de ancho y 2,40 m. de alto para entrada de vehículos y de dos puertas peatonales, de una hoja abatible, de 1,00 m. de ancho y 2,40 m. de alto; así como de una puerta peatonal para acceso a la vía férrea. Tanto las puertas correderas como las puertas peatonales contarán con un zócalo inferior y tres líneas de suplemento de espino.

Los centros de autotransformación estarán rodeados por un cerramiento metálico de 2,5 m. de altura y dispondrán de una puerta corredera de 4,50 m. de ancho y 2,40 m. de alto para entrada de vehículos y de una puerta peatonal, de una hoja abatible, de 1,00 m. de ancho y 2,40 m. de alto; así como de una puerta peatonal para acceso a la vía férrea. También contarán con un zócalo inferior y tres líneas de suplemento de espino.

Se dotará a los vallados de señales de peligro por alta tensión con objeto de advertir sobre el riesgo del acceso a toda persona ajena al servicio.

1.10 Diseño del sistema 2x25 kV

Según resolución de la Secretaría de Estado de Planificación e Infraestructuras (SEPI) de 3 de julio de 2011, con carácter general, la construcción de nuevas líneas y la electrificación de las existentes se proyectará con tensión de 25 kV CA. El sistema de alimentación eléctrica más apropiado para una línea de alta velocidad es el 2x25 kV, para el cual se

requiere la construcción de subestaciones de tracción y centros de autotransformación asociados a las mismas.

Este sistema de alimentación se contempla con zonas neutras y autotransformadores intermedios y finales.

A cada subestación le corresponde un área (dos cantones) que incluye los centros de autotransformación asociados, y que se define como el trayecto de catenaria que en modo de funcionamiento normal, no degradado, es alimentado por dicha subestación de tracción.

1.10.1 Descripción de la línea

La línea ferroviaria a electrificar tiene una longitud aproximada de 175 km entre las localidades de Antequera (Málaga) y Algeciras (Cádiz), con una vía de ancho internacional y otra de doble ancho con tercer carril entre Antequera y Ronda (Málaga) y una única vía de doble ancho con tercer carril entre Ronda y Algeciras; empleando una catenaria C-350, apta para velocidades de 350 km/h.

1.10.2 Dimensionamiento eléctrico

Como paso previo para la redacción del proyecto es necesario obtener el estudio de dimensionamiento eléctrico para la línea de alta velocidad con el fin de obtener la potencia necesaria de los transformadores de potencia y autotransformadores así como el emplazamiento de los diferentes centros. Dicho estudio se ha de realizar de acuerdo a la Especificación Técnica de Interoperabilidad de energía (ETIe) de la directiva europea sobre la interoperabilidad del sistema ferroviario dentro de la Comunidad.

El estudio de dimensionamiento eléctrico se realiza mediante programas de cálculo avanzados que tienen en consideración la frecuencia de paso de los trenes, la potencia de los mismos y la configuración del sistema (sistema 2x25 kV, longitud de la línea, catenaria utilizada, etc.).

Debido a la complejidad de los cálculos y su envergadura, dicho estudio queda fuera del alcance del presente proyecto. No obstante, la potencia apropiada para los transformadores de potencia de las subestaciones de tracción de líneas de alta velocidad en sistemas 2x25 kV, según las especificaciones técnicas de ADIF, es de 30 MVA; mientras que la potencia apropiada de cada uno de los autotransformadores de los centros de autotransformación (ATI y ATF) es de 10 MVA.

1.10.2.1 Acometida y subestaciones de tracción

Se prevén 2 subestaciones de tracción (SET-1 y SET-2); ambas serán del tipo doble - bifásico, es decir, se alimentarán mediante dos fases y existirán dos acometidas por subestación desde dos subestaciones de transporte pertenecientes a la red de transporte española, propiedad de REE, mediante la instalación para cada una de ellas de dos acometidas trifásicas constituidas por conductores aéreos provenientes de sendas subestaciones. No obstante, una de las tres fases de cada acometida, al ser un sistema bifásico, no alimentará a la subestación de tracción al terminar en el polo de entrada del seccionador tripolar del parque de AT de la subestación de tracción.

La dos subestaciones se alimentarán a una tensión de 400 kV. Cada subestación de tracción dispondrá de dos transformadores de potencia monofásicos, de relación 405/2x27,5 kV, con una potencia nominal de 30 MVA cada uno.

Antes de la ejecución de cada subestación de tracción, REE indicará cuales serán las dos fases de su sistema trifásico a las cuales se conectará el primario de los transformadores de potencia con objeto de no superarse los valores de desequilibrios de tensiones admitidos, conforme el procedimiento de operación PO 12.2 de REE.

1.10.2.2 Centros de autotransformación

Para cada área perteneciente a una subestación de tracción (SET-1 y SET-2) se prevén 5 y 4 centros de autotransformación intermedios respectivamente y un centro de autotransformación final situado en la zona neutra de separación de fases inter-subestaciones.

Cada centro de autotransformación intermedio dispondrá de dos autotransformadores monofásicos de potencia de relación 55/27,5 kV con una potencia nominal de 10 MVA. El centro de autotransformación final dispondrá de cuatro autotransformadores de las mismas características.

Las instalaciones correspondientes al área de la SET-1 son las siguientes:

- Centro de autotransformación intermedio, ATI 1.1, situado en el PK 10+080.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 1.2, situado en el PK 24+480.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 1.3, situado en el PK 39+100.
- Subestación de tracción SET-1, de 405 kV/2x27,5 kV, situada en el PK 53+950.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 1.4, situado en el PK 65+650.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 1.5, situado en el PK 84+380.
- Centro de autotransformación final, ATF, 1.6/2.1, situado en el PK 102+180.

Las instalaciones correspondientes al área de la SET-2 son las siguientes:

- Centro de autotransformación final, ATF, 1.6/2.1, situado en el PK 102+180.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 2.2, situado en el PK 117+370.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 2.3, situado en el PK 132+740.
- Subestación de tracción SET-2, de 405 kV/2x27,5 kV, situada en el PK 146+110.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 2.4, situado en el PK 160+050.
- Centro de autotransformación intermedio, ATI 2.5, situado en el PK 170+940.

El esquema de distribución de las instalaciones es el siguiente:

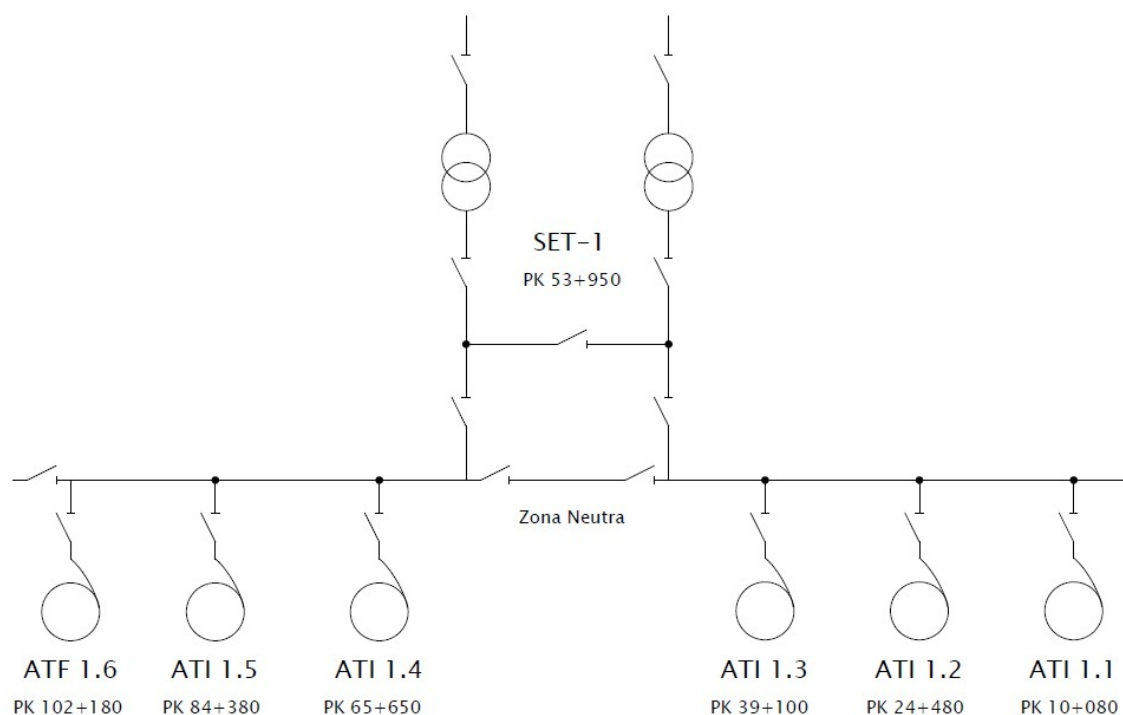


Figura 29 Esquema distribución del área de la SET-1

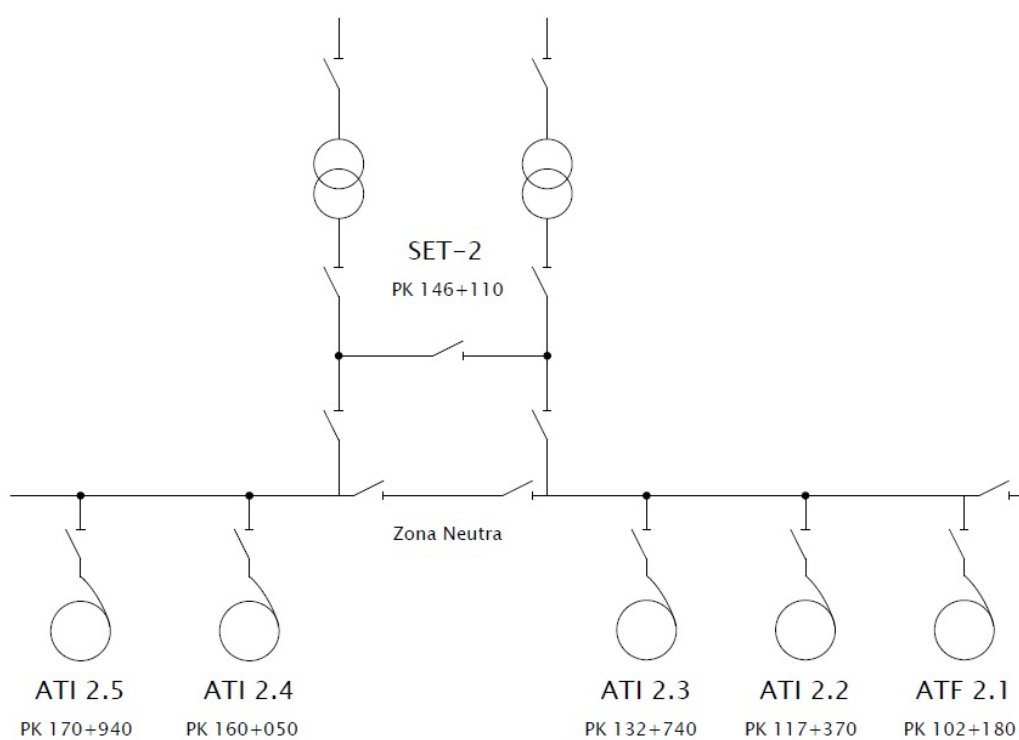


Figura 30 Esquema distribución del área de la SET-2

1.10.3 Modos de funcionamiento

El diseño de la electrificación debe ser tolerante a fallos de forma que, en caso de fallo en un punto de la línea, el suministro de energía eléctrica no se vea comprometido en toda la infraestructura.

Por ello, las dos subestaciones de tracción previstas son redundantes entre ellas, de forma que en situación degradada de pérdida completa de una subestación, la otra puede hacer frente a la totalidad de la demanda.

Cada subestación dispone de dos transformadores de tracción, redundantes entre ellos, cada uno alimentado por una acometida AT.

Uno de los criterios de seguridad más empleados en sistemas eléctricos es el denominado criterio N-1, que consiste en asegurar el funcionamiento del sistema ante el fallo de cualquier elemento (por ejemplo, un transformador). También se utiliza el criterio N-2, que consiste en asegurar el funcionamiento ante el fallo simultáneo de dos elementos, y el criterio N-3, con fallo de tres elementos.

Estos criterios son independientes de la posibilidad de establecer escenarios de explotación distintos (densidades de tráfico y formas de conducción) según la electrificación esté funcionando en modo normal o degradado, y por lo tanto requisitos eléctricos distintos.

A continuación, como ejemplo, se exponen posibles fallos que podrían producirse y una de las formas en que se podría dar respuesta a ese problema.

Situación de funcionamiento normal

En este modo de funcionamiento todos los elementos están disponibles, el seccionador que conecta las salidas de los transformadores de las subestaciones de tracción se encuentra abierto, de manera que ambos trabajan de forma separada. Por otro lado, los seccionadores de las zonas neutras se encuentran abiertos, de forma que los cantones se encuentran aislados los unos de los otros.

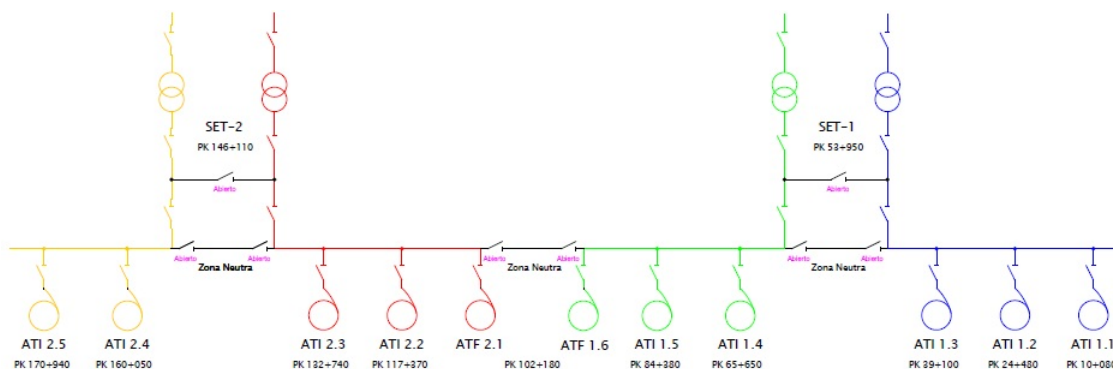


Figura 31 Situación de funcionamiento normal

Situación degradada N-1

En caso de pérdida de una acometida y/o transformador de una subestación de tracción, el transformador restante se encarga de alimentar a los dos cantones pertenecientes a dicha subestación. Para ello, se abren los seccionadores que permiten aislar el transformador averiado, y se cierra el seccionador que conecta las salidas de los dos transformadores y los de la zona neutra perteneciente a dicha subestación.

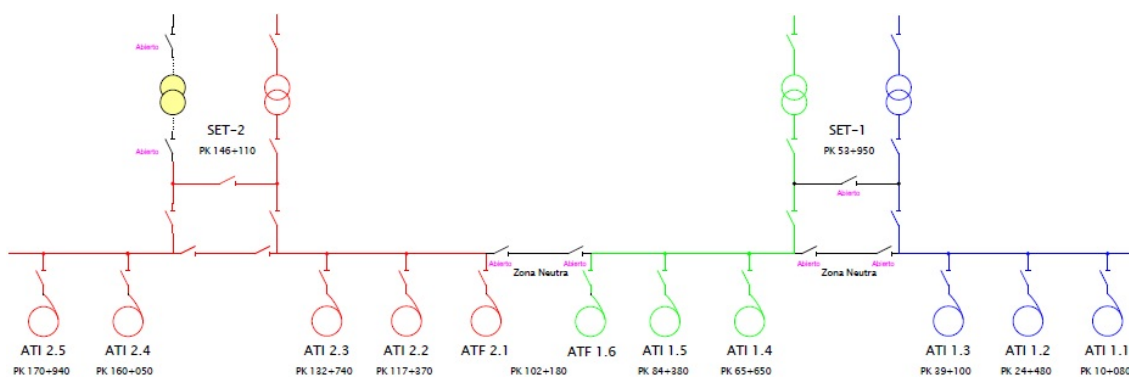


Figura 32 Situación degradada N-1

Situación degradada N-2

En caso de pérdida completa de una subestación de tracción, los cantones afectados se alimentan desde uno de los transformadores de potencia de la subestación colateral. Para ello los seccionadores que conectan la subestación afectada a la catenaria se encuentran abiertos. Por otro lado los seccionadores de las zonas neutras afectadas, se hallan cerrados.

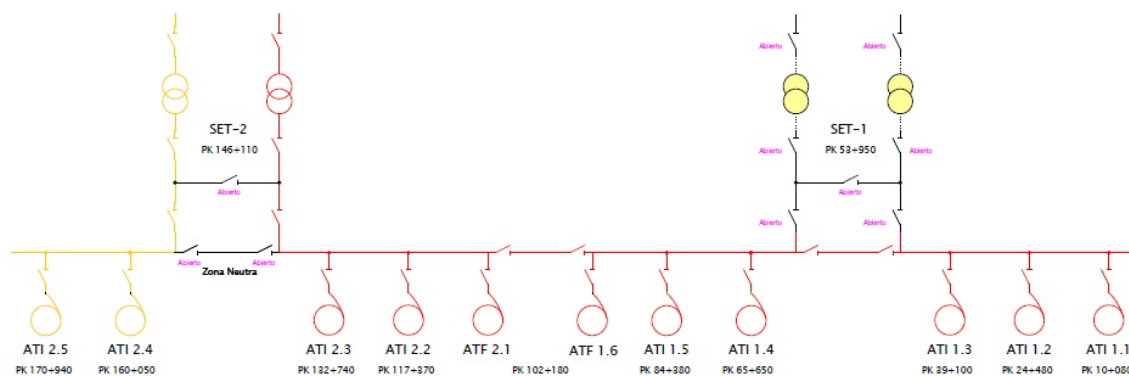


Figura 33 Situación degradada N-2

Situación degradada N-3

En caso de pérdida completa de una subestación de tracción y pérdida simultánea de una acometida y/o transformador de la subestación que está en servicio, una única acometida y transformador alimenta la totalidad de la línea, no existiendo en esta ocasión ninguna zona neutra; se trata de un caso muy poco probable.

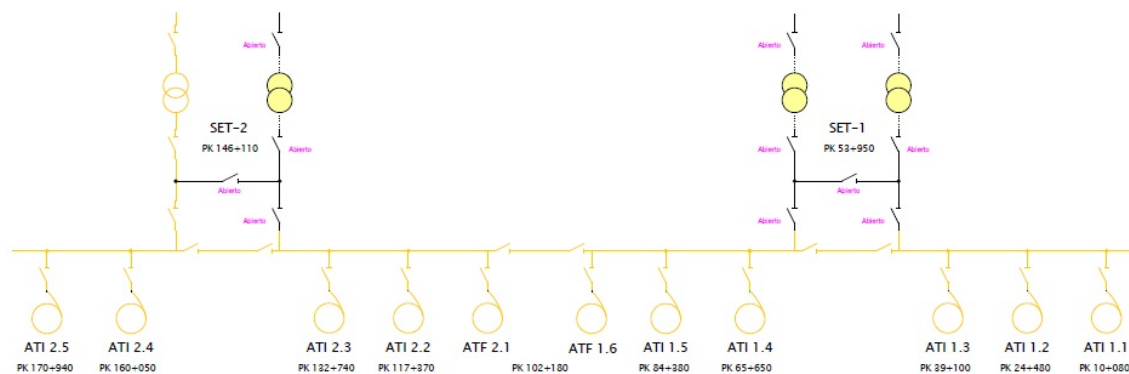


Figura 34 Situación degradada N-3

Fallo en la catenaria

En caso de fallo en la zona de la catenaria, puede resultar imposible continuar el suministro. En estas condiciones, es importante aislar el tramo afectado de manera que el problema no afecte al resto de la instalación.

Esta situación es la más grave de las planteadas, ya que implica la interrupción del servicio en el cantón afectado.

1.11 Subestaciones 400/55 kV

1.11.1 Descripción general

Las subestaciones eléctricas de tracción serán de planta rectangular, de dimensiones aproximadas 87 x 64 m., con el lado menor paralelo a la traza o plataforma de vías a una distancia aproximada de 20 m. de la misma.

Cada subestación, dispondrá de dos puertas correderas de 4,50 m. de ancho y 2,40 m. de alto para entrada de vehículos y de dos puertas peatonales, independientes de las puertas correderas, de una hoja abatible de 1,00 m. de ancho y 2,40 m. de alto, así como de una puerta peatonal para acceso a la vía.

Los elementos que compondrán las subestaciones serán los siguientes:

- Parque de AT.
- Edificio de control.
- Pórticos de catenaria y feeder.
- Armario de barra "0".
- Caseta de medida fiscal de la energía.

Dos acometidas trifásicas tendrán su origen en las subestaciones próximas propiedad de REE y finalizarán en los pórticos de entrada de la subestaciones, conectándose a los seccionadores del parque de AT.

En los parques de AT, formados por dos calles idénticas (una para cada transformador de potencia), se instalará la apartamta de alta tensión (seccionadores, interruptores, transformadores de medida, autoválvulas y transformadores de potencia) y también el material auxiliar complementario necesario para el funcionamiento de las instalaciones (depósito de recogida de aceite, luminarias para alumbrado, tomas de corriente, etc.).

En cada subestación, una vez realizada la transformación de alta tensión por parte del transformador de potencia, se colocará al final del embarrado un pórtico de conversión de aéreo-subterráneo que tiende los cables soterrados hacia el edificio de control.

Los edificios de control serán de planta rectangular, de dimensiones aproximadas 26 x 9 m., de una sola planta y con una altura de 6 m. Albergarán en su interior las celdas de alta y media tensión de 55 kV y 27,5 kV, así como los equipos de servicios auxiliares en las siguientes salas:

- Sala de celdas.
- Sala de control y comunicaciones.
- Sala de transformadores de servicios auxiliares.

- Sala de grupo electrógeno.
- Almacén.
- Aseo.

Dispondrán de suelo técnico de una altura mínima de 50 cm. respecto a la solera y falso techo en todas las dependencias, salvo en las salas de grupos electrógenos y en las salas de transformadores de servicios auxiliares. La altura libre entre el suelo técnico y el falso techo será de unos 4 m.

Desde la salida de las celdas de 55 kV se tiende el cable soterrado hasta los pórticos de catenaria y feeder, en los pórticos se eleva el cableado y se conecta con los conductores del sistema de tracción que alimentan el tramo correspondiente de vía entre la zona neutra de la subestación y la zona neutra de mitad de trayecto entre subestaciones.

También destacar que situado entre los pórticos de salida de catenaria y feeder se encuentra el armario de barra “0”. A él llegan los cables procedentes del neutro de los transformadores (de potencia y de servicios auxiliares), la malla de tierras y la conexión al circuito de retorno (cable de retorno y conexión a vías). Está equipado con transformadores de intensidad para conocer la corriente que retorna a la subestación por tierra y por el circuito de retorno.

1.11.2 Distancias de seguridad

Para el parque exterior, las distancias mínimas vienen determinadas por los niveles de aislamiento descritos en la ITC-RAT 12 y las distancias para pasillos y zonas de protección descritas en la ITC-RAT 15 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT).

A continuación, se indican las distancias mínimas que se han establecido:

- Distancia entre ejes de aparamenta: 6 m.
- Altura del embarrado: 7,5 m.
- Altura del cable de tierra-óptico: 20 m.
- Anchura de calle: 22 m.
- Anchura de vial longitudinal: 5,7 m.
- Anchura de vial perimetral: 3,3 m.

Todas las distancias que se han establecido son superiores a las distancias mínimas exigidas por la normativa.

El cálculo de las distancias mínimas exigidas, junto con el cálculo de las distancias interiores del edificio de control, se describe en la Unidad B de la memoria de cálculo.

1.11.3 Aparamenta y embarrados de 400 kV

En los siguientes apartados se presentan los equipos seleccionados para los parques de alta tensión de las subestaciones de tracción.

1.11.3.1 Seccionadores de línea y puesta a tierra

Cada una de las subestaciones contará con dos seccionadores tripolares giratorios de tres columnas unipolares (uno por calle). Su función será la de separar eléctricamente (marcando el límite de la propiedad) la subestación de distribución de REE de la subestación de tracción.

Estarán compuestos por tres columnas, dos exteriores fijas y una en la parte media giratoria. Esta última, al girar, cierra o abre el circuito mediante una barra instalada en la parte superior, haciendo de contacto móvil.

Los seccionadores tendrán doble puesta a tierra (lado salida hacia transformador y lado REE). Existirá un enclavamiento mecánico entre las cuchillas principales y las de puesta a tierra, de forma que se imposibilite la conexión a tierra si las cuchillas principales no están abiertas, y viceversa, que no se permita conectar las cuchillas principales si las puestas a tierra están conectadas.

El accionamiento del seccionador dispondrá de su correspondiente enclavamiento eléctrico, de modo que su maniobra se efectúe siempre en vacío, para lo cual será necesario que el interruptor de potencia que se encuentra instalado “aguas abajo”, se encuentre siempre abierto.

El seccionador principal y el de puesta a tierra están enclavados mecánicamente respecto de la posición de los interruptores exteriores, por medio de un sistema de llaves, lo que implica que la timonería de los seccionadores debe disponer de los soportes adecuados para la adaptación de las mencionadas llaves.

Los seccionadores dispondrán de accionamientos motorizados. Los motores de accionamiento, sus auxiliares y los aparatos de mando y control estarán instalados en armarios situados físicamente sobre la estructura de soporte. El accionamiento manual por manivela bloqueará el funcionamiento del motor, cortando la alimentación al mismo.

Se instalarán seccionadores MESA SG3CT-420/4000 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 420 kV
- Intensidad nominal: 4000 A
- Intensidad admisible de corta duración: 50 kA
- Valor cresta de la intensidad: 125 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 1425 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 1050 kV

1.11.3.2 Transformadores de tensión para medida y control

Cada una de las subestaciones contará con cuatro transformadores monofásicos de tensión para medida y control (uno en cada fase de cada calle). La relación de transformación será de $396\text{kV}/\sqrt{3} : 110\text{V}/\sqrt{3} - 110\text{V}/\sqrt{3}$, con doble secundario, uno para medida fiscal y otro para el control de medida.

Se ubicarán entre el seccionador tripolar y el transformador de intensidad para medida y sobre una estructura metálica.

Estos transformadores están destinados a la medida fiscal , a efectos de lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Los devanados secundarios del transformador de intensidad estarán destinados exclusivamente para la medida y el control de la compañía eléctrica, conectando dos equipos de medida (principal y redundante).

Cada transformador dispondrá de una caja para la centralización de los cables de salida de los secundarios, así como para la protección de los mismos. Las bornas dedicadas a la medida fiscal serán precintables independientemente del resto de secundarios.

Se instalarán transformadores de tensión inductivos ARTECHE UTF-420 con las siguientes características técnicas:

- Tensión máxima de servicio: 420 kV
- Tensión nominal primaria: $396/\sqrt{3}$ kV
- Tensión nominal secundaria: $110/\sqrt{3}$ V
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 1425 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 1050 kV
- Aislamiento: Papel - Aceite
- Potencia de precisión: 25 VA
- Clase de precisión: 0,2

1.11.3.3 Transformadores de intensidad para medida y control

Cada una de las subestaciones contará con cuatro transformadores de intensidad monofásicos para medida y control (uno en cada fase de cada calle), con dos devanados primarios y dos secundarios, uno para medida fiscal y otro para control de potencia.

Se ubicarán entre el transformador de tensión para medida y el transformador de tensión para protección, sobre una estructura metálica.

Estos transformadores están destinados a la medida y el control de la intensidad para medida fiscal principal y redundante, a efectos de lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Los transformadores serán de seguridad reforzada, cumpliendo con la exigencia de evitar la explosión, aún en el caso poco probable de que ocurriera un fallo de aislamiento.

Se instalarán transformadores de intensidad ARTECHE CA-420 con las siguientes características técnicas:

- Tensión máxima de servicio: 420 kV
- Relación de transformación: 75-150/5-5 A
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 1425 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 1050 kV
- Aislamiento: Papel - Aceite
- Potencia de precisión: 20 VA

- Clase de precisión: 0,2S

1.11.3.4 Transformadores de tensión para protección

Cada una de las subestaciones contará con cuatro transformadores monofásicos de tensión para protección (uno en cada fase de cada calle), la relación de transformación será de $396\text{kV}/\sqrt{3} : 110\text{V}/\sqrt{3}$, con un devanado secundario para protección.

Se ubicará entre el transformador de tensión para medida y el interruptor automático, sobre una estructura metálica.

Se instalarán transformadores de tensión inductivos ARTECHE UTF-420 con las siguientes características técnicas:

- Tensión máxima de servicio: 420 kV
- Tensión nominal primaria: $396/\sqrt{3}$ kV
- Tensión nominal secundaria: $110/\sqrt{3}$ V
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 1425 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 1050 kV
- Aislamiento: Papel - Aceite
- Potencia de precisión: 50 VA
- Clase de precisión: 3P

1.11.3.5 Transformadores de intensidad para protección

Cada una de las subestaciones contará con cuatro transformadores de intensidad monofásicos para protección (uno en cada fase de cada calle), con cuatro devanados secundarios, dos de éstos serán utilizados por REE para la protección de las acometidas de alimentación a la subestación de ADIF.

Estos transformadores, irán montados en el embarrado de acometida de cada transformador de potencia, justo antes de las autoválvulas.

Los transformadores serán de seguridad reforzada, cumpliendo con la exigencia de evitar la explosión, aún en el caso poco probable de que ocurra un fallo de aislamiento.

Se instalarán transformadores de intensidad ARTECHE CA-420 con las siguientes características técnicas:

- Tensión máxima de servicio: 420 kV
- Relación de transformación: 3000/5-5-5-5 A
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 1425 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 1050 kV
- Aislamiento: Papel - Aceite
- Potencia de precisión: 30-50-50-30 VA
- Clase de precisión: 5P20

1.11.3.6 Interruptores automáticos

Cada una de las subestaciones contará con cuatro interruptores automáticos monofásicos (uno en cada fase de cada calle), conteniendo cada uno dos cámaras de corte en SF₆.

Las ventajas que supone este tipo de interruptor son las siguientes:

- Bajas sobretensiones de maniobra en la interrupción de intensidades capacitivas e inductivas, inherentes a la utilización del gas SF₆.
- Presión de gas en los polos muy reducida, estanqueidad por doble juego de juntas tóricas.
- Ausencia total de riesgos de explosión o incendios.
- Contactos de intensidad nominal y de extinción separados que aseguran el paso de la intensidad nominal en condiciones invariables, independientemente de la potencia y el número de maniobras acumuladas en servicio.
- Elevado número de maniobras mecánicas, a intensidad nominal, en cortocircuito y en maniobras de reenganche rápido repetitivo.

Estos interruptores estarán instalados en la acometida de cada transformador de potencia justo después del transformador de tensión de protección, con la misión de proteger al transformador de potencia frente sobrecargas y cortocircuitos.

Con cada interruptor se suministrará un armario de accionamiento en el cual se alojarán todos los aparatos de mando y control del mismo.

El interruptor cumplirá durante su funcionamiento con los siguientes criterios y valores:

- No variará de posición de abierto o cerrado ni por efecto de gravedad, viento, trepidaciones ni por cualquier tipo de vibración externa, estando dotado de los correspondientes enclavamientos para que, tanto en su posición de “abierto” como de “cerrado” no se puedan realizar maniobras no deseadas.
- Cumplirá con la condición de que tanto las ordenes de cierre como las de apertura queden bloqueadas si el interruptor ya se encuentra en la posición que se desea conseguir.
- Dispondrá de una señalización local del estado de carga de los muelles.
- Dispondrá de una válvula de llenado de gas SF₆ e irá equipado con un indicador de nivel de aceite que facilite las operaciones a realizar con el gas SF₆.
- Dispondrá de un filtro molecular absorbente que recoja y retenga los productos de la descomposición del SF₆.
- Deberá poder realizar, durante su vida en funcionamiento, un mínimo de 5000 interrupciones trabajando en condiciones normales.

Se instalarán interruptores automáticos ABB LTB 420E2 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 420 kV
- Intensidad nominal: 4000 A
- Medio de extinción: SF₆
- Poder de corte: 50 kA
- Valor cresta de la intensidad: 125 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 1425 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 1050 kV

- Ciclo de operación: O-0,3s-CO-3 min-CO ó CO-15 s-CO

1.11.3.7 Autoválvulas (pararrayos)

Cada una de las subestaciones contará con cuatro autoválvulas (una en cada fase de cada calle), de resistencia variable de óxido de zinc (ZnO). Se situarán en las proximidades de cada transformador de potencia, como protección de estos contra sobretensiones de origen atmosférico o derivados de las conexiones y desconexiones en la red (sobretensiones de tipo maniobra).

Cada una irá equipada con un contador de descargas para registrar, mediante un ciclómetro de cuatro dígitos, el número de descargas a través de la conexión a masa de la autoválvula, con una capacidad máxima de conteo de 5 operaciones por segundo.

Adicionalmente, cada autoválvula dispondrá de un miliamperímetro para medir de forma continua la suma de las intensidades a través del propio descargador de sobretensión y la intensidad de fuga superficial en el exterior del aislador.

Se instalarán autoválvulas ABB EXLIM P372-GH420 con las siguientes características técnicas:

- Tensión máxima de servicio: 420 kV
- Tensión asignada: 372 kV
- Tensión de funcionamiento continuo: 267 kV
- Corriente nominal de descarga: 20 kA
- Tensión residual máxima (20 kA, 8/20 μ s): 927 kV
- Longitud de la línea de fuga: 11002 mm

1.11.3.8 Embarrados

Para la conexión de la aparamenta de AT de los parques se utilizarán dieciséis cables dúplex de aluminio-acero (dos en cada fase de cada calle).

Estos conductores presentan las siguientes ventajas:

- Menor peso y coste frente al cobre para una misma intensidad transportada.
- Elevada resistencia a la corrosión al formarse sobre el aluminio una capa protectora cuando éste entra en contacto con la atmósfera.
- Posee la carga de rotura adecuada a las necesidades de sobrecargas por viento, hielo y cortocircuito por llevar un alma formada por hilos de acero.

La unión entre conductores y la aparamenta se realizará mediante piezas de conexión provistas de tornillos de diseño embutido y fabricadas según la técnica de la masa anódica.

Se instalarán dos conductores por fase de aluminio-acero GENERAL CABLE 485-AL1/63-ST1A (LA-545) con las siguientes características técnicas:

- Sección total: 547,3 mm²
 - Sección aluminio: 484,5 mm²
 - Sección acero: 62,8 mm²

- Diámetro exterior: 30,42 mm
- Composición: 54+7

1.11.4 Descripción de las posiciones de 400 kV

En cada subestación se instalarán dos posiciones de transformador de 400/55 kV con transformadores de 30 MVA de potencia. Los elementos que compondrán cada posición serán los siguientes:

Calle 1

Posición 1:

- 1 seccionador tripolar giratorio de tres columnas.
- 2 transformadores de tensión inductivos para medida.
- 2 transformadores de intensidad para medida.
- 2 transformadores de tensión inductivos para protección.
- 2 interruptores automáticos.
- 2 transformadores de intensidad para protección.
- 2 autoválvulas.
- 1 transformador de potencia.

Calle 2

Posición 2:

- 1 seccionador tripolar giratorio de tres columnas.
- 2 transformadores de tensión inductivos para medida.
- 2 transformadores de intensidad para medida.
- 2 transformadores de tensión inductivos para protección.
- 2 interruptores automáticos.
- 2 transformadores de intensidad para protección.
- 2 autoválvulas.
- 1 transformador de potencia.

1.11.5 Transformadores de potencia para tracción

Cada subestación contará con dos transformadores de potencia 30 MVA cada uno, según estándares de la normativa de ADIF, reduciendo la tensión de entrada de 400 kV a una tensión de salida de 55 kV. Estos transformadores serán en baño de aceite y preparados para su servicio en intemperie.

El transformador de potencia será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características técnicas:

- Potencia nominal del primario: 30 MVA
- Potencia nominal del secundario: 2x15 MVA
- Grupo de Conexión: Ii0-Ii6
- Aislamiento dieléctrico: Aceite mineral
- Sistema de refrigeración: ONAN

- Nivel de aislamiento: 420 kV/58 kV
- Relación de transformación: 405/27,5-27,5 kV
- Regulador en carga en el primario: $\pm 7,4\%$ (21 posiciones)
- Tensión de cortocircuito: 10% (base 30 MVA)
- Frecuencia nominal: 50 Hz

Regulador en carga

La utilidad de instalar transformadores con regulador en carga viene determinada por la necesidad de compensar las fluctuaciones de tensión en la red. Con la instalación de este equipo, la tensión a la salida de las subestaciones hacia la catenaria será siempre la nominal, independientemente de la tensión de suministro.

El regulador forma parte íntegra del transformador, siendo el armario de control de éste donde se centralizan todas las órdenes, señales y alarmas relativas al regulador.

Se accionará mediante un motor eléctrico de 125 V_{cc}, sobre la propia máquina, y a distancia desde las salas de control de las subestaciones. Se prevé un enclavamiento que impida el accionamiento del motor mientras se actúa localmente y viceversa.

Dispondrá de contactos auxiliares libres de potencial para indicación remota de funcionamiento del motor, de su posición y de su estado (local-remoto).

Protecciones del transformador de potencia

Cada transformador dispondrá de los siguientes accesorios de protección:

- Termómetro de contacto dotado de una aguja de arrastre para la indicación de la máxima temperatura y de cuatro contactos independientes normalmente abiertos (dos para alarma y dos para disparo). El termómetro incluirá una sonda PT100.
- Termostatos para temperatura máxima dotados de contactos auxiliares de alarma y disparo.
- Imagen térmica dotada de una aguja de arrastre para la indicación de la máxima temperatura y de cuatro contactos independientes normalmente abiertos (dos para alarma y dos para disparo). Incluirá, conectado en una de las bornas, un transformador de intensidad con un secundario de 5 A para medida.
- Transformador de intensidad monofásico de relación 200/5 A, de clase 5P10 y potencia 15 VA, con caja de conexión IP54 y aislamiento de 3 kV para protección de la cuba.
- Relé Buchholz de 3 pulgadas, con contactos de alarma por flotador y disparo por movimiento de chapaleta accionada por fuerte corriente de aceite (un contacto para alarma y dos para disparo, libres de potencial).
- Relé Buchholz de 1 pulgada para la protección del regulador en carga, con un contacto para alarma y uno para disparo por chapaleta accionada por corriente de aceite, libres de potencial.
- Válvula de sobrepresión con un contacto.
- Conjunto de zapatas aislantes y no higroscópicas para mantener el transformador aislado de tierra.

1.11.6 Aparamenta y embarrados de 55 kV

En los siguientes apartados se presentan los equipos seleccionados para las instalaciones a 55 kV de las subestaciones de tracción.

1.11.6.1 Seccionadores de línea

Cada uno de los pórticos de catenaria y feeder contará con un seccionador bipolar de dos columnas y apertura lateral.

Los seccionadores dispondrán de accionamientos motorizados. Los motores de accionamiento, sus auxiliares y los aparatos de mando y control estarán instalados en armarios situados físicamente sobre la estructura del pórtico.

Se instalarán seccionadores MESA SG-52/2000 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 2x27,5 kV
- Intensidad nominal: 2000 A
- Intensidad admisible de corta duración: 31,5 kA
- Valor cresta de la intensidad: 100 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 250 kV

1.11.6.2 Autoválvulas (pararrayos)

Cada uno de los pórticos de conversión aéreo-subterráneos y cada pórtico de catenaria y feeder, contará con dos autoválvulas (una en cada fase) de resistencia variable de óxido de zinc (ZnO). Actuarán como protección contra sobretensiones de origen atmosférico o derivados de las conexiones y desconexiones en la red (sobretensiones de tipo maniobra).

Cada una irá equipada con un contador de descargas para registrar, mediante un ciclómetro de cuatro dígitos, el número de descargas a través de la conexión a masa de la autoválvula, con una capacidad máxima de conteo de 5 operaciones por segundo.

Adicionalmente, cada autoválvula dispondrá de un miliamperímetro para medir de forma continua la suma de las intensidades a través del propio descargador de sobretensión y la intensidad de fuga superficial en el exterior del aislador.

Se instalarán autoválvulas ABB POLIM-H 32 N con las siguientes características técnicas:

- Tensión asignada: 40 kV
- Tensión de funcionamiento continuo: 32 kV
- Corriente nominal de descarga: 20 kA
- Tensión residual máxima (20 kA, 8/20 μ s): 101,2 kV
- Longitud de la línea de fuga: 1423 mm

1.11.6.3 Celdas de 55 kV

Se utilizarán celdas bifásicas de 55 kV con aislamiento en SF₆ para el control y la protección de los transformadores de potencia, así como para la protección de los pórticos de catenaria y feeder. Irán ubicadas en la denominada sala de celdas dentro del edificio de control de las subestaciones.

El equipo blindado en SF₆ estará compartimentado adecuadamente para evitar que un arco interno en uno de los compartimentos pueda extenderse a los demás. Igualmente, ante una eventual fuga de gas, ésta sólo deberá afectar a su compartimento.

Cada uno de los compartimentos que componen las celdas estará equipado de un mecanismo liberador de sobrepresión que, en caso de producirse un arco interno, permita la evacuación de gases al exterior; diseñado de modo que, la proyección de gases no pueda incidir sobre el personal de operación ni dañar cables de alta tensión.

En cada subestación se colocarán las siguientes celdas:

· Celdas de transformador

Provistas de un interruptor automático bipolar de corte en SF₆ de 2000 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte; dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P); dos transformadores de intensidad de 2.000/5-5-5 A con tres secundarios, dos de protección (potencias 20,30 VA y clases 5P20,10P10) y uno de medida (potencia 30 VA y clase 0,5) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

· Celdas de línea

Provistas de un interruptor automático bipolar de corte en SF₆ de 2000 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte; dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P); dos transformadores de intensidad de 2000/5-5 A con doble secundario para protección y medida (potencias 20,15 VA, y clases 5P20,0,5) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

· Celdas de acoplamiento longitudinal

Provistas de un interruptor automático bipolar de corte en SF₆ de 2000 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte; dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

· Celdas de remonte

Provistas de un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

· Celdas de medida

Provistas de dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

Se instalarán celdas de distribución bifásicas MESA CBGS-2 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 2x27,5 kV
- Intensidad nominal embarrado: 2000 A
- Intensidad nominal derivaciones: 2000 A

- Intensidad admisible de corta duración: 25 kA
- Valor cresta de la intensidad: 63 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 250 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 105 kV

1.11.6.4 Armarios de barra "0"

Cada una de las subestaciones contará con un armario de barra cero "0" fabricado por CUADRELEC, situado junto a los pórticos de catenaria y feeder. En él se prevé la conexión de los neutros de los transformadores de potencia, los neutros de los transformadores de servicios auxiliares, los cables de retorno, los de los carriles y la conexión rígida a la red de puesta a tierra de las subestaciones.

Dentro del armario se prevé la instalación de dos transformadores de intensidad de relación 2000/5 A, de potencia 30 VA y clase 0,2S (valores estándar para armarios de barra "0" en subestaciones de tracción).

1.11.6.5 Embarrados

Para la conexión entre los secundarios de los transformadores de potencia y los pórticos de conversión aéreo-subterráneos, y en los pórticos de catenaria y feeder, se utilizarán tubos de aleación de aluminio en configuración apoyada sobre aisladores soporte.

Estos conductores presentan las siguientes ventajas:

- Buena resistencia mecánica en todas direcciones. Soporta perfectamente las cargas debidas al viento o al hielo y los esfuerzos electrodinámicos producidos durante un cortocircuito.
- Baja influencia de efecto pelicular.

Los tubos no podrán ser soldados en ningún punto o tramo, por lo que se ha previsto que su suministro se realice en tiradas continuas y en tramos conformados, cortados y curvados en fábrica, debiéndose proceder a pie de obra tan sólo a su limpieza y montaje posterior.

Se instalarán tubos de aleación de aluminio VALGAÑÓN EN AW-6063 40/30 con las siguientes características técnicas:

- Aleación: EN AW-6063 (Al Mg0,7Si)
- Diámetro exterior/interior: 40/30 mm
- Sección: 550 mm²
- Peso: 1,484 kg/m
- Momento de inercia: 8,59 cm⁴
- Intensidad admisible a 85 °C: 1149 A

1.11.6.6 Aisladores soporte

Para el apoyo de los embarrados de 55 kV se instalarán aisladores soporte POINSA C4-250III con las siguientes características técnicas:

- Tipo: C4-250

- Tensión de servicio: 52 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 250 kV
- Carga de rotura mínima a flexión: 4000 N
- Carga de rotura mínima a torsión: 1800 N·m
- Línea de fuga mínima: 1.300 mm

1.11.7 Descripción de las posiciones de 55 kV

Las posiciones de 55 kV estarán formadas por celdas de interior blindadas con aislamiento integral en SF₆. La configuración será de simple barra y constarán de una serie de celdas dispuestas de forma contigua por subestación.

Los elementos que compondrán cada posición serán los siguientes:

SET-1

- 2 Celdas de transformador.
- 4 Celdas de línea.
- 1 Celda de acoplamiento longitudinal.
- 1 Celda de remonte.
- 2 Celdas de medida.

SET-2

- 2 Celdas de transformador.
- 2 Celdas de línea.
- 1 Celda de acoplamiento longitudinal.
- 1 Celda de remonte.
- 2 Celdas de medida.

1.11.8 Conductores 55 kV

Los diferentes elementos que abarca este apartado se definen como:

- Cables desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta los embarrados de las celdas de 55 kV.
- Cables desde las celdas de 55 kV hasta los pórticos de catenaria y feeder.
- Cables de neutro de los transformadores de potencia desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta el armario de barra “0”.

En los siguientes apartados, se establecen los conductores empleados en cada caso.

Cables desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta los embarrados de las celdas de 55 kV

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo de canales prefabricados por el parque exterior seguido de otro entubado por debajo de la losa del edificio de control.

Los extremos correspondientes a los pórticos de conversión aéreo-subterráneos se ejecutarán con terminales flexibles de exterior que los conectarán con los embarrados de 55 kV.

Se instalarán ternas de cables unipolares (una por fase) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 3x1x185 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 185 mm²
- Diámetro exterior: 46,7 mm
- Peso: 3270 kg/km
- Radio de curvatura: 935 mm
- Reactancia: 0,129 Ω /km
- Capacidad: 0,165 μ F/km

Cables desde las celdas de 55 kV hasta los pórticos de catenaria y feeder

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo entubado por debajo de la losa del edificio de control hasta acometer en la base de los pórticos de catenaria y feeder.

Los extremos correspondientes a los pórticos de catenaria y feeder se ejecutarán con terminales flexibles de exterior que los conectarán con los embarrados de 55 kV de estos.

Se instalarán ternas de cables unipolares (una por fase) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 3x1x185 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 185 mm²
- Diámetro exterior: 46,7 mm
- Peso: 3270 kg/km
- Radio de curvatura: 935 mm
- Reactancia: 0,129 Ω /km
- Capacidad: 0,165 μ F/km

Cables de neutro de los transformadores de potencia desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta el armario de barra “0”

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo de canales prefabricados por el parque exterior seguido de otro entubado que atraviesa por debajo de la losa el edificio de control hasta acometer en la base del armario de barra “0”.

Los extremos correspondientes a los pórticos de conversión aéreo-subterráneos se ejecutarán con terminales flexibles de exterior que los conectarán con los embarrados de 55 kV.

Se instalarán ternas de cables unipolares (una por neutro) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 3x1x185 H25 con las siguientes características técnicas:

- Sección: 185 mm²
- Diámetro exterior: 46,7 mm
- Peso: 3270 kg/km
- Radio de curvatura: 935 mm
- Reactancia: 0,129 Ω /km
- Capacidad: 0,165 μ F/km

1.11.9 Aparamenta de 27,5 kV

1.11.9.1 Celdas de 27,5 kV

Se utilizarán celdas monofásicas de 27,5 kV con aislamiento en SF₆ para el control y la protección de los transformadores de servicios auxiliares. Irán ubicadas en la denominada sala de celdas dentro del edificio de control de las subestaciones.

El equipo blindado en SF₆ estará compartimentado adecuadamente para evitar que un arco interno en uno de los compartimentos pueda extenderse a los demás. Igualmente, ante una eventual fuga de gas, ésta sólo deberá afectar a su compartimento.

Cada uno de los compartimentos que componen las celdas estará equipado de un mecanismo liberador de sobrepresión que, en caso de producirse un arco interno, permita la evacuación de gases al exterior; diseñado de modo que, la proyección de gases no pueda incidir sobre el personal de operación ni dañar cables de alta tensión.

En cada subestación se colocarán las siguientes celdas:

- Celdas de remonte

(Sin equipamiento adicional)

- Celdas de servicios auxiliares

Provistas de un interruptor-seccionador de corte en SF₆ de 1250 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte y un fusible de protección con dos seccionadores de puesta a tierra, asociados a éste, de 1250 A de intensidad nominal.

Se instalarán celdas de distribución monofásicas MESA CBGS-0 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 1x27,5 kV
- Intensidad nominal embarrado: 1250 A
- Intensidad nominal derivaciones: 1250 A
- Intensidad admisible de corta duración: 25 kA
- Valor cresta de la intensidad: 63 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 170 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 70 kV

1.11.10 Descripción de las posiciones de 27,5 kV

Las posiciones de 27,5 kV de cada subestación estarán formadas por celdas de interior blindadas con aislamiento integral en SF₆. La configuración será de simple barra y constará cada una de dos celdas dispuestas de forma contigua.

Los elementos que compondrán cada posición serán los siguientes:

Posición 1:

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

Posición 2:

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

1.11.11 Conductores 27,5 kV

Los diferentes elementos que abarca este apartado se definen como:

- Cables desde las celdas de 2x27,5 kV (55 kV) hasta las de 1x25 kV.
- Cables desde las celdas de 1x25 kV hasta los primarios de los transformadores de servicios auxiliares.
- Cables de neutro de los transformadores de servicios auxiliares hasta el armario de barra "0".

En los siguientes apartados, se establecen los conductores empleados en cada caso.

Cables desde las celdas de 2x27,5 kV (55 kV) hasta las de 1x25 kV

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 120 mm²
- Diámetro exterior: 45,7 mm
- Peso: 2710 kg/km
- Radio de curvatura: 915 mm
- Reactancia: 0,141 Ω/km
- Capacidad: 0,136 μF/km

Cables desde las celdas de 1x25 kV hasta los primarios de los transformadores de servicios auxiliares

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 120 mm²
- Diámetro exterior: 45,7 mm
- Peso: 2710 kg/km
- Radio de curvatura: 915 mm
- Reactancia: 0,141 Ω/km
- Capacidad: 0,136 μF/km

Cables de neutro de los transformadores de servicios auxiliares hasta el armario de barra “0”

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo entubado por debajo de la losa del edificio de control hasta el armario de barra “0”.

Se instalarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 120 mm²
- Diámetro exterior: 45,7 mm
- Peso: 2710 kg/km
- Radio de curvatura: 915 mm
- Reactancia: 0,141 Ω /km
- Capacidad: 0,136 μ F/km

1.11.12 Transformadores de potencia de servicios auxiliares

Cada subestación contará con dos transformadores de potencia de 250 kVA cada uno, según estándares de la normativa de ADIF, reduciendo la tensión de entrada de 27,5 kV a una tensión de salida de 230 V. Estos transformadores serán de aislamiento seco y preparados para servicio interior.

El arrollamiento del primario estará provisto de tomas que permitan variar la relación de transformación. El cambio de tomas se realizará sin tensión mediante puentes desmontables cubiertos por tapas de protección.

El transformador de servicios auxiliares será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características técnicas:

- Potencia nominal: 250 kVA
- Grupo de Conexión: Ii0
- Aislamiento dieléctrico: Aire
- Sistema de refrigeración: AN
- Nivel de aislamiento: 36 kV
- Relación de transformación: 27,5/0,23 kV
- Regulación en el primario: $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$
- Tensión de cortocircuito: 6%
- Frecuencia nominal: 50 Hz

1.11.13 Servicios auxiliares**1.11.13.1 Descripción general**

Los servicios auxiliares estarán alimentados desde transformadores de 250 kVA que se alimentan a su vez desde las celdas de 27,5 kV. Darán suministro a los servicios auxiliares de las subestaciones en baja tensión a 230 V 50 Hz, estando previsto que cada uno de ellos, por separado, tenga suficiente potencia para dar servicio a toda la instalación.

El secundario de los transformadores se conectará al cuadro de servicios auxiliares de 230 V y, existirá un enclavamiento eléctrico y mecánico entre los interruptores de los

transformadores de servicios auxiliares de modo que, sólo pueda estar conectado a las barras de 230 V uno de ellos. En caso de avería, entraría en funcionamiento el otro transformador.

Para casos de emergencia, en los que no funcione ninguno de los transformadores de servicios auxiliares, se dispondrá de un grupo electrógeno monofásico.

Existirá un conmutador automático de tensión, de forma que sólo podrá entrar en funcionamiento el grupo electrógeno si no está operativo ninguno de los dos transformadores de servicios auxiliares.

1.11.13.2 Servicios auxiliares de CA y CC

Servicios auxiliares de 230 V_{ca}

Los servicios auxiliares de corriente alterna se alimentarán desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V, de tipo normalizado, equipado con unas barras alimentadas a su vez desde los transformadores de servicios auxiliares y, en caso de emergencia, desde el grupo electrógeno.

El cuadro de servicios auxiliares de 230 V estará situado en la sala de celdas del edificio de control.

El sistema de servicios auxiliares a 230 V_{ca} constará de las siguientes cargas:

- Motores.
- Calefacción.
- Climatización.
- Ventilación.
- Rectificadores 125 V_{cc}
- Cuadros secundarios

Servicios auxiliares de 125 V_{cc}

Se instalarán en el edificio de control de cada una de las subestaciones dos equipos cargadores-rectificadores para alimentar todos los sistemas de control y protección. Asimismo, se instalarán dos juegos de baterías que deberán alimentar los sistemas durante al menos 5 horas.

El cuadro de servicios auxiliares de 125 V, situado en la sala de celdas, será de tipo normalizado con dos barras independientes y en él, existirá un equipo de conmutación automática que impida que los dos equipos rectificadores con sus baterías alimenten simultáneamente a éstas.

Los principales servicios auxiliares de 125 V_{cc} a alimentar serán los siguientes:

- Circuitos de cierre de los interruptores y de disparo de las protecciones.
- Unidades de control de posición del sistema de control distribuido.
- Motores de cambio de tomas de los transformadores de potencia.
- Circuitos de alimentación de los motores interruptores y seccionadores.
- Circuitos de control en los armarios, en las celdas y en los cuadros de servicios auxiliares.
- Circuitos de mando de los grupos electrógenos.

- Telecomunicaciones.
- Sistemas de detección de incendios y control de accesos.
- Circuitos de señalización y alarmas en los cuadros de control.

1.11.13.3 Grupos electrógenos

Cada subestación, estará equipada de un grupo electrógeno monofásico de 100 kVA con salida a 230 V.

El grupo se instalará dentro del edificio de control en una sala independiente; y en la misma, se instalarán dos depósitos de combustible. Se habilitará un cubeto en el lugar de la instalación del grupo electrógeno con el objetivo de facilitar la recogida de fluidos en caso de fugas.

En cualquier caso, los grupos alimentarán exclusivamente los servicios esenciales: conjuntos rectificador – baterías, climatización, etc.

Se instalarán grupos electrógenos HIMOINSA HFW-105 M5 con las siguientes características técnicas:

- Potencia de reserva: 103 kVA
- Potencia primaria nominal: 94 kVA
- Régimen de funcionamiento: 1500 r.p.m.
- Tensión estándar: 230/115 V
- Factor de potencia: 0,8
- Autonomía: 13 horas

1.11.13.4 Alumbrado y fuerza

El cuadro de alumbrado y fuerza, situado en la sala de celdas, será metálico y con puerta dotada de cristal. Estará equipado con unas barras alimentadas a su vez desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V.

El cuadro de alumbrado y fuerza dará cabida a:

- Circuitos de alumbrado y tomas de fuerza exteriores.
- Circuitos de alumbrado y tomas de fuerza interiores.
- Alumbrado de emergencia.

1.11.13.4.1 Alumbrado interior

Comprende la iluminación de todas las salas que forman parte del edificio de control.

Estará constituido por,

- Sala de control y comunicaciones:
 - Luminarias empotradas PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W
- Sala de celdas:
 - Luminarias empotradas PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W

- Sala de transformadores de servicios auxiliares:
 - Luminarias adosadas estancas PHILIPS PACIFIC TCW215 2x58W
- Sala de grupo electrógeno:
 - Luminarias adosadas estancas PHILIPS PACIFIC TCW215 2x36W
- Almacén:
 - Luminarias adosadas PHILIPS TMS208 1x36W
- Aseo:
 - Downlight PHILIPS LATINA FBH024 2x18W
 - Downlight PHILIPS LATINA FBH024 2x26W

Todas ellas dotadas de lámparas fluorescentes con un índice de reproducción cromática de 85.

La disposición de las luminarias, así como sus características técnicas, se presentan junto con los cálculos luminotécnicos en la Unidad B de la memoria de cálculo.

1.11.13.4.2 Alumbrado exterior

Comprende la iluminación de la zona de intemperie donde se halla el parque de alta tensión, los exteriores del edificio de control, así como la de los pórticos de catenaria y feeder.

Estará constituido por,

- Alumbrado perimetral y de viales:
 - Luminarias tipo farola PHILIPS CDS550 C METRONOMIS 1x150 W
- Posiciones AT:
 - Proyector PHILIPS TEMPO 3 RVP351 1x250 W
- Pórticos de catenaria y feeder:
 - Proyector PHILIPS TEMPO 3 RVP351 1x250 W
- Edificio de control:
 - Luminarias adosadas PHILIPS CDS550 C METRONOMIS 1x150 W

Todas ellas dotadas de lámparas de vapor de sodio de alta presión con un índice de reproducción cromática de 25.

La disposición de las luminarias, así como sus características técnicas, se presentan junto con los cálculos luminotécnicos en la Unidad B de la memoria de cálculo.

1.11.13.4.3 Alumbrado de emergencia

Comprende la iluminación del alumbrado de emergencia de seguridad del edificio de control, así como de las vías de evacuación de éste.

Estará previsto para entrar en funcionamiento al producirse el fallo del alumbrado general o cuando la tensión de éste baje a menos del 70% de su valor nominal.

Estará constituido por luminarias adosadas LEGRAND URA21^{NEW} 70 lm.

La disposición de las luminarias, así como sus características técnicas, se presentan junto con los cálculos luminotécnicos en la Unidad B de la memoria de cálculo.

1.11.13.4.4 Tomas de fuerza

En los parques de AT y en los pórticos de catenaria y feeder, se instalarán tomas de fuerza monofásicas de 2P+T (16 A) estancas de intemperie, ancladas a pilares, de forma que cubran cada conjunto con un radio de cobertura de 20 m.

En los edificios de control se instalarán tomas de fuerza monofásicas de 2P+T (16 A) estancas para interior, repartidas por cada una de las salas.

En el documento *Planos* se muestra la ubicación de las tomas de fuerza, tanto interiores como exteriores.

1.11.13.5 Conductores 230 V

Los diferentes elementos que abarca este apartado se definen como:

- Cables desde los secundarios de los transformadores de servicios auxiliares hasta el cuadro de servicios auxiliares de 230 V.
- Cables desde el grupo electrógeno hasta el cuadro de servicios auxiliares de 230 V.
- Cables desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V hasta el cuadro de alumbrado y fuerza.
- Cables de los circuitos de iluminación interior.
- Cables de los circuitos de iluminación exterior.
- Cables de los circuitos de alumbrado de emergencia.
- Cables de los circuitos de tomas de fuerza interiores.
- Cables de los circuitos de tomas de fuerza exteriores.

En los siguientes apartados, se establecen los conductores empleados en cada caso.

Cables desde los secundarios de los transformadores de servicios auxiliares hasta el cuadro de servicios auxiliares de 230 V

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x120 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 2x120 mm²
- Diámetro exterior: 39,2 mm
- Peso: 3385 kg/km
- Radio de curvatura: 395 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 0,358 V/A·km

Cables desde el grupo electrógeno hasta el cuadro de servicios auxiliares de 230 V

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 2x95 mm²
- Diámetro exterior: 35,7 mm
- Peso: 2755 kg/km
- Radio de curvatura: 360 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 0,438 V/A·km

Cables desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V hasta el cuadro de alumbrado y fuerza

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 2x25 mm²
- Diámetro exterior: 24,0 mm
- Peso: 1045 kg/km
- Radio de curvatura: 240 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 1,458 V/A·km

Cables de los circuitos de iluminación interior

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán sobre el falso techo del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G2,5 mm²
- Diámetro exterior: 15,2 mm
- Peso: 350 kg/km
- Radio de curvatura: 155 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 14,199 V/A·km

Cables de los circuitos de iluminación exterior

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán por tramos de canales prefabricados y enterrados en zanja.

Se instalarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 2x6 mm²
- Diámetro exterior: 16,8 mm
- Peso: 365 kg/km
- Radio de curvatura: 170 mm

- Caída de tensión ($\cos\varphi=0,8$): 5,919 V/A·km

Cables de los circuitos de alumbrado de emergencia

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán sobre el falso techo del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G2,5 mm²
- Diámetro exterior: 15,2 mm
- Peso: 350 kg/km
- Radio de curvatura: 155 mm
- Caída de tensión ($\cos\varphi=0,8$): 14,199 V/A·km

Cables de los circuitos de tomas de fuerza interiores

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G2,5 mm²
- Diámetro exterior: 15,2 mm
- Peso: 350 kg/km
- Radio de curvatura: 155 mm
- Caída de tensión ($\cos\varphi=0,8$): 14,199 V/A·km

Cables de los circuitos de tomas de fuerza exteriores

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán por tramos de canales prefabricados y enterrados en zanja.

Se instalarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G4 mm²
- Diámetro exterior: 16,3 mm
- Peso: 345 kg/km
- Radio de curvatura: 165 mm
- Caída de tensión ($\cos\varphi=0,8$): 8,839 V/A·km

1.11.14 Redes de tierras

1.11.14.1 Descripción general

La redes de tierras deben ser diseñadas con el fin de que, en ningún punto accesible desde el interior o el exterior de las subestaciones, las personas puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación o en la red unida a ella.

Se considerarán los siguientes aspectos:

- La elevación del potencial fuera del margen de seguridad para las personas.
- Sobre tensiones peligrosas para la instalación.
- Proporcionar una referencia de potencial a tierra a todos los equipos y sistemas que lo requieran para conducir las corrientes de cortocircuito que se presenten en cualquiera de éstos.
- Suministrar un camino de tierra a las corrientes debidas a las descargas atmosféricas.

La redes de tierra han de ser autosuficientes para disipar al terreno la mayor corriente de cortocircuito a tierra posible, manteniendo los valores de tensiones de paso y contacto bajo los límites admisibles.

1.11.14.2 Red de tierras inferior

El sistema de red de tierras inferior, estará formado por una malla de cable desnudo de cobre de 300 mm² de sección, enterrada a un metro de profundidad y formando retículas cuadrangulares de 4x4 metros.

Cubrirá la totalidad de la superficie ocupada por las subestaciones, sobresaliendo un mínimo de dos metros aproximadamente a ambos lados de las mismas. Dicha malla se verá reforzada con tres conductores perimetrales y treinta y ocho picas de acero cobreado de 14,6 mm de diámetro y 2 m. de longitud.

Los elementos metálicos de las subestaciones irán conectados a la malla para mayor seguridad, garantizando el correcto funcionamiento de las protecciones, mediante cable de cobre de 150 mm² de sección.

Las derivaciones, así como las uniones para formar la cuadrícula y la conexión de las picas, se efectuarán por medio de soldadura aluminotérmica; mientras que para las uniones a los elementos metálicos, se utilizarán las piezas de conexión de acero inoxidable apropiadas.

En el documento *Planos*, se muestra tanto la disposición de la malla de tierras como de las picas.

1.11.14.3 Red de tierras superior

El sistema constará de cinco puntas Franklin, cuatro de ellas situadas sobre los pórticos de entrada de la acometida de REE (dos en cada pórtico) y una quinta situada sobre una torre metálica entre las dos calles del parque de AT (entre los dos transformadores de potencia). Además de un cable aéreo de tierra que unirá las tres estructuras metálicas anteriores.

El cable aéreo de tierra será un cable compuesto tierra-óptico GENERAL CABLE OPGW 83/32 con las siguientes características técnicas:

- Sección total: 115,40 mm²
 - Sección alambre acero-aluminio: 83 mm²
 - Sección tubo aluminio: 32,40 mm²
- Diámetro exterior: 15,20 mm

En el documento **Planos**, se muestra la ubicación de los componentes del sistema de protección descrito.

1.12 Centros de autotransformación 55/27,5 kV

1.12.1 Descripción general

Los centros de autotransformación serán de planta rectangular, de dimensiones aproximadas 33 x 24 m., los centros de autotransformación intermedios, y 43 x 27 m. el centro de autotransformación final; con el lado mayor paralelo a la plataforma de vías, a una distancia aproximada de 20 m. de la misma.

Cada centro, dispondrá de una puerta corredera de 4,50 m. de ancho y 2,40 m. de alto para entrada de vehículos y de una puerta peatonal, independiente de la puerta corredera, de una hoja abatible de 1,00 m. de ancho y 2,40 m. de alto, así como de una puerta peatonal para acceso a la vía.

Los elementos que compondrán los centros de autotransformación serán los siguientes:

- Parque de AT
- Edificio de control.
- Pórticos de catenaria y feeder.
- Armario de barra “0”.

Los parques de AT, lo formarán los autotransformadores de potencia y el material auxiliar complementario necesario para el funcionamiento de las instalaciones, como son: depósito de recogida de aceite, luminarias para alumbrado, tomas de corriente, etc.

En cada centro de autotransformación, se conectará la instalación al sistema de tracción a través de los pórticos de catenaria y feeder. Desde estos, descienden los cables y se tienden soterrados hasta las celdas de 55 kV ubicadas en el edificio de control, que a su vez, están conectadas a los autotransformadores.

También destacar que situado entre los pórticos de salida de catenaria y feeder se encuentra el armario de barra “0”. A él llegan los cables procedentes del neutro de los autotransformadores y transformadores de servicios auxiliares, la malla de tierras y la conexión al circuito de retorno (cable de retorno y conexión a vías). Está equipado con transformadores de intensidad para conocer la corriente que retorna al centro de autotransformación por tierra y por el circuito de retorno.

Los edificios de control serán de planta rectangular, de dimensiones aproximadas 15 x 8 m., los de los centros de autotransformación intermedios, y 14 x 10 m. el del centro de autotransformación final; de una sola planta y con una altura de 6 m. Albergarán en su interior las celdas de alta y media tensión de 55 kV y 27,5 kV, así como los equipos de servicios auxiliares en las siguientes salas:

- Sala de celdas.
- Sala de control y comunicaciones.
- Sala de servicios auxiliares.
- Almacén.

Dispondrán de suelo técnico de una altura mínima de 50 cm. respecto a la solera y falso techo en todas las dependencias, salvo en las salas de servicios auxiliares. La altura libre entre el suelo técnico y el falso techo será de unos 4 m.

1.12.2 Aparamenta y embarrados de 55 kV

En los siguientes apartados se presentan los equipos seleccionados para las instalaciones a 55 kV de los centros de autotransformación.

1.12.2.1 Seccionadores de línea

Cada uno de los pórticos de catenaria y feeder contará con un seccionador bipolar de dos columnas y apertura lateral.

Los seccionadores dispondrán de accionamientos motorizados. Los motores de accionamiento, sus auxiliares y los aparatos de mando y control estarán instalados en armarios situados físicamente sobre la estructura del pórtico.

Se instalarán seccionadores MESA SG-52/2000 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 2x27,5 kV
- Intensidad nominal: 2000 A
- Intensidad admisible de corta duración: 31,5 kA
- Valor cresta de la intensidad: 100 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 250 kV

1.12.2.2 Autoválvulas (pararrayos)

Cada uno de los pórticos de conversión aéreo-subterráneos y cada pórtico de catenaria y feeder, contará con dos autoválvulas (una en cada fase) de resistencia variable de óxido de zinc (ZnO). Actuarán como protección contra sobretensiones de origen atmosférico o derivados de las conexiones y desconexiones en la red (sobretensiones de tipo maniobra).

Cada una irá equipada con un contador de descargas para registrar, mediante un ciclómetro de cuatro dígitos, el número de descargas a través de la conexión a masa de la autoválvula, con una capacidad máxima de conteo de 5 operaciones por segundo.

Adicionalmente, cada autoválvula dispondrá de un miliamperímetro para medir de forma continua la suma de las intensidades a través del propio descargador de sobretensión y la intensidad de fuga superficial en el exterior del aislador.

Se instalarán autoválvulas ABB POLIM-H 32 N con las siguientes características técnicas:

- Tensión asignada: 40 kV
- Tensión de funcionamiento continuo: 32 kV
- Corriente nominal de descarga: 20 kA
- Tensión residual máxima (20 kA, 8/20 μ s): 101,2 kV
- Longitud de la línea de fuga: 1423 mm

1.12.2.3 Celdas de 55 kV

Se utilizarán celdas bifásicas de 55 kV con aislamiento en SF₆ para el control y la protección de los autotransformadores de potencia, así como para la protección de los pórticos de catenaria y feeder. Irán ubicadas en la denominada sala de celdas dentro del edificio de control de los centros de autotransformación.

El equipo blindado en SF₆ estará compartimentado adecuadamente para evitar que un arco interno en uno de los compartimentos pueda extenderse a los demás. Igualmente, ante una eventual fuga de gas, ésta sólo deberá afectar a su compartimento.

Cada uno de los compartimentos que componen las celdas estará equipado de un mecanismo liberador de sobrepresión que, en caso de producirse un arco interno, permita la evacuación de gases al exterior; diseñado de modo que, la proyección de gases no pueda incidir sobre el personal de operación ni dañar cables de alta tensión.

Se colocarán las siguientes celdas:

- Celdas de transformador

Provistas de un interruptor automático bipolar de corte en SF₆ de 2000 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte; dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P); dos transformadores de intensidad de 2.000/5-5-5 A con tres secundarios, dos de protección (potencias 20,30 VA y clases 5P20,10P10) y uno de medida (potencia 30 VA y clase 0,5) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

- Celdas de línea

Provistas de un interruptor automático bipolar de corte en SF₆ de 2000 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte; dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P); dos transformadores de intensidad de 2000/5-5 A con doble secundario para protección y medida (potencias 20,15 VA, y clases 5P20,0,5) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

- Celdas de acoplamiento longitudinal

Provistas de un interruptor automático bipolar de corte en SF₆ de 2000 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte; dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

- Celdas de remonte

Provistas de un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

- Celdas de medida

Provistas de dos transformadores de tensión de 27,5 kV/110-110 V con doble secundario para medida y protección (potencias 30 VA y clases 0,5,3P) y un seccionador de tres posiciones (Conectado a barras - Abierto - Puesta a tierra) de 2000 A de intensidad nominal.

Se instalarán celdas de distribución bifásicas MESA CBGS-2 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 2x27,5 kV
- Intensidad nominal embarrado: 2000 A
- Intensidad nominal derivaciones: 2000 A
- Intensidad admisible de corta duración: 25 kA
- Valor cresta de la intensidad: 63 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 250 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 105 kV

1.12.2.4 Armarios de barra "0"

Cada uno de los centros de autotransformación contará con un armario de barra cero "0" fabricado por CUADRELEC, situado junto a los pórticos de catenaria y feeder. En él se prevé la conexión de los neutros de los autotransformadores de potencia, los neutros de los transformadores de servicios auxiliares, los cables de retorno, los de los carriles y la conexión rígida a la red de puesta a tierra de los centros de autotransformación.

Dentro del armario se prevé la instalación de dos transformadores de intensidad de relación 2000/5 A, de potencia 30 VA y clase 0,2S (valores estándar para armarios de barra "0" en centros de autotransformación).

1.12.2.5 Embarrados

Para la conexión entre los secundarios de los autotransformadores de potencia y los pórticos de conversión aéreo-subterráneos, y en los pórticos de catenaria y feeder, se utilizarán tubos de aleación de aluminio en configuración apoyada sobre aisladores soporte.

Estos conductores presentan las siguientes ventajas:

- Buena resistencia mecánica en todas direcciones. Soporta perfectamente las cargas debidas al viento o al hielo y los esfuerzos electrodinámicos producidos durante un cortocircuito.
- Baja influencia de efecto pelicular.

Los tubos no podrán ser soldados en ningún punto o tramo, por lo que se ha previsto que su suministro se realice en tiradas continuas y en tramos conformados y cortados en fábrica, debiéndose proceder a pie de obra tan sólo a su limpieza y montaje posterior.

Se instalarán tubos de aleación de aluminio VALGAÑÓN EN AW-6063 40/30 con las siguientes características técnicas:

- Aleación: EN AW-6063 (Al Mg0,7Si)

- Diámetro exterior/interior: 40/30 mm
- Sección: 550 mm²
- Peso: 1,484 kg/m
- Momento de inercia: 8,59 cm⁴
- Intensidad admisible a 85 °C: 1149 A

1.12.2.6 Aisladores soporte

Para el apoyo de los embarrados de 55 kV se instalarán aisladores soporte POINSA C4-250III con las siguientes características técnicas:

- Tipo: C4-250
- Tensión de servicio: 52 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 250 kV
- Carga de rotura mínima a flexión: 4000 N
- Carga de rotura mínima a torsión: 1800 N·m
- Línea de fuga mínima: 1.300 mm

1.12.3 Descripción de las posiciones de 55 kV

Las posiciones de 55 kV estarán formadas por celdas de interior blindadas con aislamiento integral en SF₆. La configuración será de simple barra y constarán de una serie de celdas dispuestas de forma contigua por centro de autotransformación.

Los elementos que compondrán cada posición serán los siguientes:

ATI 1.1

- 2 Celdas de transformador.
- 2 Celdas de línea.
- 1 Celda de medida.

ATI 1.2

- 2 Celdas de transformador.
- 2 Celdas de línea.
- 1 Celda de medida.

ATI 1.3

- 2 Celdas de transformador.
- 2 Celdas de línea.
- 1 Celda de medida.

ATI 1.4

- 2 Celdas de transformador.
- 2 Celdas de línea.
- 1 Celda de medida.

ATI 1.5

- 2 Celdas de transformador.
- 1 Celda de línea.
- 1 Celda de medida.

ATF 1.6/2.1

- 4 Celdas de transformador.
- 2 Celdas de línea.
- 1 Celda de acoplamiento longitudinal.
- 1 Celda de remonte.
- 2 Celdas de medida.

ATI 2.2

- 2 Celdas de transformador.
- 1 Celda de línea.
- 1 Celda de medida.

ATI 2.3

- 2 Celdas de transformador.
- 1 Celda de línea.
- 1 Celda de medida.

ATI 2.4

- 2 Celdas de transformador.
- 1 Celda de línea.
- 1 Celda de medida.

ATI 2.5

- 2 Celdas de transformador.
- 1 Celda de línea.
- 1 Celda de medida.

1.12.4 Autotransformadores de potencia para tracción

Cada centro de autotransformación contará con dos o cuatro (centro de autotransformación intermedio o final) autotransformadores de potencia 10 MVA cada uno, según estándares de la normativa de ADIF, reduciendo la tensión de entrada de 55 kV a una tensión de salida de 27,5 kV. Estos autotransformadores serán en baño de aceite y preparados para su servicio en intemperie.

El autotransformador de potencia será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características técnicas:

- Potencia nominal: 10 MVA

- Grupo de Conexión: Ia0
- Aislamiento dieléctrico: Aceite mineral
- Sistema de refrigeración: ONAN
- Nivel de aislamiento: 58 kV
- Relación de transformación: 55/27,5 kV
- Tensión de cortocircuito: 1%
- Frecuencia nominal: 50 Hz

Protecciones del autotransformador

Cada autotransformador dispondrá de los siguientes accesorios de protección:

- Termómetro de contacto, dotado de aguja de arrastre para la indicación de máxima temperatura y contactos para la alarma y disparo por sobretensión.
- Un termómetro para detección de temperatura del aceite de la cuba, para alarma y disparo.
- Un transformador de intensidad monofásico de relación 200/5 A, clase de precisión 5P10 y potencia 15 VA, con caja de conexión IP54 y aislamiento de 3 kV, para protección de la cuba.
- Relé Buchholz de dos pulgadas, con dos contactos de alarma por flotador y disparo por movimiento de chapaleta por fuerte corriente de aceite.
- Una válvula de alivio con 2 contactos.
- Conjunto de zapatas aislantes y no higroscópicas para mantener aislado el autotransformador de masa para instalar éstas separadas eléctricamente de las ruedas de deslizamiento sobre los carriles.

1.12.5 Conductores 55 kV

Los diferentes elementos que abarca este apartado se definen como:

- Cables desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta los embarrados de las celdas de 55 kV.
- Cables desde las celdas de 55 kV hasta los pórticos de catenaria y feeder.
- Cables de neutro de los autotransformadores de potencia desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta el armario de barra "0".

En los siguientes apartados, se establecen los conductores empleados en cada caso.

Cables desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta los embarrados de las celdas de 55 kV

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo entubado por debajo de la losa del edificio de control.

Los extremos correspondientes a los pórticos de conversión aéreo-subterráneos se ejecutarán con terminales flexibles de exterior que los conectarán con los embarrados de 55 kV.

Se instalarán ternas de cables unipolares (una por fase) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 2x1x150 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 150 mm²
- Diámetro exterior: 46,1 mm
- Peso: 2930 kg/km
- Radio de curvatura: 925 mm
- Reactancia: 0,135 Ω/km

- Capacidad: 0,149 $\mu\text{F/km}$

Cables desde las celdas de 55 kV hasta los pórticos de catenaria y feeder

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo entubado por debajo de la losa del edificio de control hasta acometer en la base de los pórticos de catenaria y feeder.

Los extremos correspondientes a los pórticos de catenaria y feeder se ejecutarán con terminales flexibles de exterior que los conectarán con los embarrados de 55 kV de estos.

Se instalarán ternas de cables unipolares (una por fase) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 2x1x150 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 150 mm^2
- Diámetro exterior: 46,1 mm
- Peso: 2930 kg/km
- Radio de curvatura: 925 mm
- Reactancia: 0,135 Ω/km
- Capacidad: 0,149 $\mu\text{F/km}$

Cables de neutro de los autotransformadores de potencia desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta el armario de barra “0”

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo entubado por debajo de la losa del edificio de control hasta acometer en la base del armario de barra “0”.

Los extremos correspondientes a los pórticos de conversión aéreo-subterráneos se ejecutarán con terminales flexibles de exterior que los conectarán con los embarrados de 55 kV.

Se instalarán ternas de cables unipolares (una por fase) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 2x1x150 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 150 mm^2
- Diámetro exterior: 46,1 mm
- Peso: 2930 kg/km
- Radio de curvatura: 925 mm
- Reactancia: 0,135 Ω/km
- Capacidad: 0,149 $\mu\text{F/km}$

1.12.6 Aparamenta de 27,5 kV

1.12.6.1 Celdas de 27,5 kV

Se utilizarán celdas monofásicas de 27,5 kV con aislamiento en SF_6 para el control y la protección de los transformadores de servicios auxiliares. Irán ubicadas en la denominada sala de servicios auxiliares dentro del edificio de control de los centros de autotransformación.

El equipo blindado en SF_6 estará compartimentado adecuadamente para evitar que un arco interno en uno de los compartimentos pueda extenderse a los demás. Igualmente, ante una eventual fuga de gas, ésta sólo deberá afectar a su compartimento.

Cada uno de los compartimentos que componen las celdas estará equipado de un mecanismo liberador de sobrepresión que, en caso de producirse un arco interno, permita la evacuación de gases al exterior; diseñado de modo que, la proyección de gases no pueda incidir sobre el personal de operación ni dañar cables de alta tensión.

En cada centro de autotransformación se colocarán las siguientes celdas:

- Celdas de remonte

(Sin equipamiento adicional)

- Celdas de servicios auxiliares

Provistas de un interruptor-seccionador de corte en SF₆ de 1250 A de intensidad nominal y 25 kA de poder de corte y un fusible de protección con dos seccionadores de puesta a tierra, asociados a éste, de 1250 A de intensidad nominal.

Se instalarán celdas de distribución monofásicas MESA CBGS-0 con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 1x27,5 kV
- Intensidad nominal embarrado: 1250 A
- Intensidad nominal derivaciones: 1250 A
- Intensidad admisible de corta duración: 25 kA
- Valor cresta de la intensidad: 63 kA
- Tensión de ensayo a impulsos tipo rayo: 170 kV
- Tensión de ensayo a impulsos tipo maniobra: 70 kV

1.12.7 Descripción de las posiciones de 27,5 kV

Las posiciones de 27,5 kV de los centros de autotransformación estarán formadas por celdas de interior blindadas con aislamiento integral en SF₆. La configuración será de simple barra y constará cada una de dos celdas dispuestas de forma contigua.

Los elementos que compondrán cada posición serán los siguientes:

ATI 1.1

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 1.2

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 1.3

- 1 Celda de remonte.

- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 1.4

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 1.5

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATF 1.6/2.1

Posición 1:

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

Posición 2:

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 2.2

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 2.3

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 2.4

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

ATI 2.5

- 1 Celda de remonte.
- 1 Celda de servicios auxiliares.

1.12.8 Conductores 27,5 kV

Los diferentes elementos que abarca este apartado se definen como:

- Cables desde las celdas de 2x27,5 kV (55 kV) hasta las de 1x25 kV.

- Cables desde las celdas de 1x25 kV hasta los primarios de los transformadores de servicios auxiliares.
- Cables de neutro de los transformadores de servicios auxiliares hasta el armario de barra “0”.

En los siguientes apartados, se establecen los conductores empleados en cada caso.

Cables desde las celdas de 2x27,5 kV (55 kV) hasta las de 1x25 kV

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 120 mm²
- Diámetro exterior: 45,7 mm
- Peso: 2710 kg/km
- Radio de curvatura: 915 mm
- Reactancia: 0,141 Ω/km
- Capacidad: 0,136 μF/km

Cables desde las celdas de 1x25 kV hasta los primarios de los transformadores de servicios auxiliares.

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 120 mm²
- Diámetro exterior: 45,7 mm
- Peso: 2710 kg/km
- Radio de curvatura: 915 mm
- Reactancia: 0,141 Ω/km
- Capacidad: 0,136 μF/km

Cables de neutro de los transformadores de servicios auxiliares hasta el armario de barra “0”

La unión se realizará mediante cable aislado dispuesto por un tramo entubado por debajo de la losa del edificio de control hasta el armario de barra “0”.

Se instalarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 120 mm²
- Diámetro exterior: 45,7 mm
- Peso: 2710 kg/km
- Radio de curvatura: 915 mm
- Reactancia: 0,141 Ω/km
- Capacidad: 0,136 μF/km

1.12.9 Transformadores de potencia de servicios auxiliares

Cada centro de autotransformación contará con dos transformadores de potencia de 100 kVA cada uno, según estándares de la normativa de ADIF, reduciendo la tensión de entrada de 27,5 kV a una tensión de salida de 230 V. Estos transformadores serán de aislamiento seco y preparados para servicio interior.

El arrollamiento del primario estará provisto de tomas que permitan variar la relación de transformación. El cambio de tomas se realizará sin tensión mediante puentes desmontables cubiertos por tapas de protección.

El transformador de servicios auxiliares será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características técnicas:

- Potencia nominal: 100 kVA
- Grupo de Conexión: Ii0
- Aislamiento dieléctrico: Aire
- Sistema de refrigeración: AN
- Nivel de aislamiento: 36 kV
- Relación de transformación: 27,5/0,23 kV
- Regulación en el primario: $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$
- Tensión de cortocircuito: 6%
- Frecuencia nominal: 50 Hz

1.12.10 Servicios auxiliares

1.12.10.1 Descripción general

Los servicios auxiliares estarán alimentados desde transformadores (uno en los centros de transformación intermedios y dos en el centro de autotransformación final) de 100 kVA que se alimentan a su vez desde las celdas de 27,5 kV. Darán suministro a los servicios auxiliares de los centros de autotransformación en baja tensión a 230 V 50 Hz, estando previsto que, en el caso del centro de autotransformación final, cada uno de ellos por separado, tenga suficiente potencia para dar servicio a toda la instalación.

El secundario de los transformadores se conectará al cuadro de servicios auxiliares de 230 V. En el cuadro del centro de autotransformación final, existirá un enclavamiento eléctrico y mecánico entre los interruptores de los transformadores de servicios auxiliares de modo que, sólo pueda estar conectado a las barras de 230 V uno de ellos. En caso de avería, entraría en funcionamiento el otro transformador.

1.12.10.2 Servicios auxiliares de CA y CC

Servicios auxiliares de 230 V_{ca}

Los servicios auxiliares de corriente alterna se alimentarán desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V, de tipo normalizado, equipado con unas barras alimentadas a su vez desde los transformadores de servicios auxiliares.

El cuadro de servicios auxiliares de 230 V estará situado en la sala de celdas del edificio de control.

El sistema de servicios auxiliares a 230 V_{ca} constará de las siguientes cargas:

- Motores.
- Calefacción.
- Climatización.
- Ventilación.
- Rectificadores 125 V_{cc}
- Cuadros secundarios

Servicios auxiliares de 125 V_{cc}

Se instalarán en el edificio de control de cada una de los centros de autotransformación dos equipos cargadores-rectificadores para alimentar todos los sistemas de control y protección. Asimismo, se instalarán dos juegos de baterías que deberán alimentar los sistemas durante al menos 5 horas.

El cuadro de servicios auxiliares de 125 V, situado en la sala de celdas, será de tipo normalizado con dos barras independientes y en él, existirá un equipo de conmutación automática que impida que los dos equipos rectificadores con sus baterías alimenten simultáneamente a éstas.

Los principales servicios auxiliares de 125 V_{cc} a alimentar serán los siguientes:

- Circuitos de cierre de los interruptores y de disparo de las protecciones.
- Unidades de control de posición del sistema de control distribuido.
- Circuitos de alimentación de los motores interruptores y seccionadores.
- Circuitos de control en los armarios, en las celdas y en los cuadros de servicios auxiliares.
- Telecomunicaciones.
- Sistemas de detección de incendios y control de accesos.
- Circuitos de señalización y alarmas en los cuadros de control.

1.12.10.3 Alumbrado y fuerza

El cuadro de alumbrado y fuerza, situado en la sala de celdas, será metálico y con puerta dotada de cristal. Estará equipado con unas barras alimentadas a su vez desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V.

El cuadro de alumbrado y fuerza dará cabida a:

- Circuitos de alumbrado y tomas de fuerza exteriores.
- Circuitos de alumbrado y tomas de fuerza interiores.
- Alumbrado de emergencia.

1.12.10.3.1 Alumbrado interior

Comprende la iluminación de todas las salas que forman parte del edificio de control.

Estará constituido por,

- Sala de control y comunicaciones:
 - Luminarias empotradas PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W

- Sala de celdas:
 - Luminarias empotradas PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W
- Sala de servicios auxiliares:
 - Luminarias adosadas estancas PHILIPS PACIFIC TCW215 2x58W
- Almacén:
 - Luminarias adosadas PHILIPS TMS208 1x36W

Todas ellas dotadas de lámparas fluorescentes con un índice de reproducción cromática de 85.

La disposición de las luminarias, así como sus características técnicas, se presentan junto con los cálculos luminotécnicos en la Unidad B de la memoria de cálculo.

1.12.10.3.2 Alumbrado exterior

Comprende la iluminación de la zona de intemperie donde se hallan los autotransformadores, los exteriores del edificio de control, así como la de los pórticos de catenaria y feeder.

Estará constituido por,

- Alumbrado perimetral y de viales:
 - Luminarias tipo farola PHILIPS CDS550 C METRONOMIS 1x150 W
- Autotransformadores:
 - Proyector PHILIPS TEMPO 3 RVP351 1x400 W
- Pórticos de catenaria y feeder:
 - Proyector PHILIPS TEMPO 3 RVP351 1x250 W
- Edificio de control:
 - Luminarias adosadas PHILIPS CDS550 C METRONOMIS 1x150 W

Todas ellas dotadas de lámparas de vapor de sodio de alta presión con un índice de reproducción cromática de 25.

La disposición de las luminarias, así como sus características técnicas, se presentan junto con los cálculos luminotécnicos en la Unidad B de la memoria de cálculo.

1.12.10.3.3 Alumbrado de emergencia

Comprende la iluminación del alumbrado de emergencia de seguridad del edificio de control, así como de las vías de evacuación de éste.

Estará previsto para entrar en funcionamiento al producirse el fallo del alumbrado general o cuando la tensión de éste baje a menos del 70% de su valor nominal.

Estará constituido por luminarias adosadas LEGRAND URA21^{NEW} 70 lm.

La disposición de las luminarias, así como sus características técnicas, se presentan junto con los cálculos luminotécnicos en la Unidad B de la memoria de cálculo.

1.12.10.3.4 Tomas de fuerza

Junto a los autotransformadores y en los pórticos de catenaria y feeder, se instalarán tomas de fuerza monofásicas de 2P+T (16 A) estancas de intemperie, ancladas a pilares.

En los edificios de control se instalarán tomas de fuerza monofásicas de 2P+T (16 A) estancas para interior, repartidas por cada una de las salas.

En el documento *Planos* se muestra la ubicación de las tomas de fuerza, tanto interiores como exteriores.

1.12.10.4 Conductores 230 V

Los diferentes elementos que abarca este apartado se definen como:

- Cables desde los secundarios de los transformadores de servicios auxiliares hasta el cuadro de servicios auxiliares de 230 V.
- Cables desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V hasta el cuadro de alumbrado y fuerza.
- Cables de los circuitos de iluminación interior.
- Cables de los circuitos de iluminación exterior.
- Cables de los circuitos de alumbrado de emergencia.
- Cables de los circuitos de tomas de fuerza interiores.
- Cables de los circuitos de tomas de fuerza exteriores.

En los siguientes apartados, se establecen los conductores empleados en cada caso.

Cables desde los secundarios de los transformadores de servicios auxiliares hasta el cuadro de servicios auxiliares de 230 V

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 2x95 mm²
- Diámetro exterior: 35,7 mm
- Peso: 2755 kg/km
- Radio de curvatura: 360 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 0,438 V/A·km

Cables desde el cuadro de servicios auxiliares de 230 V hasta el cuadro de alumbrado y fuerza

La unión se realizará mediante cable aislado entubado que discurrirá bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x16 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 2x16 mm²
- Diámetro exterior: 20,7 mm
- Peso: 760 kg/km
- Radio de curvatura: 210 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 2,218 V/A·km

Cables de los circuitos de iluminación interior

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán sobre el falso techo del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G2,5 mm²
- Diámetro exterior: 15,2 mm
- Peso: 350 kg/km
- Radio de curvatura: 155 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 14,199 V/A·km

Cables de los circuitos de iluminación exterior

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán por tramos de canales prefabricados y enterrados en zanja.

Se instalarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 2x6 mm²
- Diámetro exterior: 16,8 mm
- Peso: 365 kg/km
- Radio de curvatura: 170 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 5,919 V/A·km

Cables de los circuitos de alumbrado de emergencia

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán sobre el falso techo del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G2,5 mm²
- Diámetro exterior: 15,2 mm
- Peso: 350 kg/km
- Radio de curvatura: 155 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 14,199 V/A·km

Cables de los circuitos de tomas de fuerza interiores

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán bajo el suelo técnico del edificio de control.

Se instalarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G2,5 mm²
- Diámetro exterior: 15,2 mm
- Peso: 350 kg/km
- Radio de curvatura: 155 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 14,199 V/A·km

Cables de los circuitos de tomas de fuerza exteriores

Los circuitos, mediante cable aislado entubado, discurrirán por tramos de canales prefabricados y enterrados en zanja.

Se instalarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu con las siguientes características técnicas:

- Sección: 3G4 mm²
- Diámetro exterior: 16,3 mm
- Peso: 345 kg/km
- Radio de curvatura: 165 mm
- Caída de tensión (cosφ=0,8): 8,839 V/A·km

1.12.11 Redes de tierras

1.12.11.1 Descripción general

La redes de tierras deben ser diseñadas con el fin de que, en ningún punto accesible desde el interior o el exterior de los centros de autotransformación, las personas puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación o en la red unida a ella.

Se considerarán los siguientes aspectos:

- La elevación del potencial fuera del margen de seguridad para las personas.
- Sobretensiones peligrosas para la instalación.
- Proporcionar una referencia de potencial a tierra a todos los equipos y sistemas que lo requieran para conducir las corrientes de cortocircuito que se presenten en cualquiera de éstos.
- Suministrar un camino de tierra a las corrientes debidas a las descargas atmosféricas.

La redes de tierra han de ser autosuficientes para disipar al terreno la mayor corriente de cortocircuito a tierra posible, manteniendo los valores de tensiones de paso y contacto bajo los límites admisibles.

1.12.11.2 Red de tierras inferior

El sistema de red de tierras inferior, estará formado por una malla de cable desnudo de cobre de 300 mm² de sección, enterrada a un metro de profundidad y formando retículas cuadrangulares de 1x1 metros.

Cubrirá la totalidad de la superficie ocupada por los centros de autotransformación, sobresaliendo un mínimo de dos metros aproximadamente a ambos lados de los mismos. Dicha malla se verá reforzada con tres conductores perimetrales y dieciocho o diecinueve (centro de autotransformación intermedio o final) picas de acero cobreado de 14,6 mm de diámetro y 2 m. de longitud.

Los elementos metálicos de los centros de autotransformación irán conectados a la malla para mayor seguridad, garantizando el correcto funcionamiento de las protecciones, mediante cable de cobre de 150 mm² de sección.

Las derivaciones, así como las uniones para formar la cuadrícula y la conexión de las picas, se efectuarán por medio de soldadura aluminotérmica; mientras que para las uniones a los elementos metálicos, se utilizarán las piezas de conexión de acero inoxidable apropiadas.

En el documento *Planos*, se muestra tanto la disposición de la malla de tierras como de las picas.

1.13 Mando, control y protección

1.13.1 Descripción general de mando y control

Tanto las subestaciones, como los centros de autotransformación, dispondrán de un sistema integrado de control distribuido (SICD) en el que se integrarán los equipos de control de los diferentes sistemas eléctricos.

Las instalaciones eléctricas se dividirán en distintas posiciones, cada una de ellas dotada de una unidad de control de posición (UCP), las cuales podrán actuar de manera independiente gobernando el funcionamiento de los diferentes equipos de esa posición. Las unidades de control se unirán mediante un switch a la red de fibra óptica Ethernet de cada subestación y centro de autotransformación. A este mismo switch se conectarán los relés de protección.

También se unirán a la citada red, las unidades de control de la subestaciones (UCS), principal y redundante, mediante sendos switches y las unidades de control de puesto de autotransformación (UCPA).

Además, las UCS's se conectarán a otra red de fibra óptica, a la cual se conectarán las UCPA's de los centros de autotransformación asociados, los puestos de operación local (POL) y el telemando de subestaciones.

De acuerdo a lo indicado, el interfaz entre el SICD y el telemando se realiza al nivel de la UCS de cada subestación y al nivel de la UCPA de los centros de autotransformación, comunicando con los concentradores difusores de telemando.

En la figura 35 se muestra un esquema del sistema descrito:

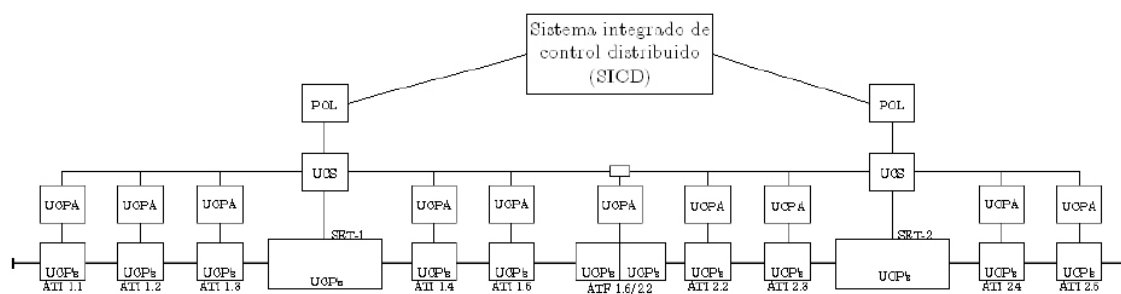


Figura 35 Esquema Sistema Integrado de Control Distribuido (SICD)

1.13.2 Niveles de mando y control

Funcionalmente, en el sistema de control y protección de la subestación existirán cuatro niveles de mando:

1. Local a pie de equipo

A pie de equipo existirán componentes locales de mando eléctricos o mecánicos que permitirán la maniobra local del equipo eléctrico (seccionador, interruptor automático, etc.) siempre y cuando los enclavamientos de maniobra y de seguridad permitan la ejecución localmente.

2. Local descentralizado

En el armario de control, donde se ubican las UCP's asociadas a las diferentes posiciones eléctricas, existirán conmutadores de orden y señalización de los distintos equipos de esa posición eléctrica. Mediante estos conmutadores se podrá tener una visión unifilar del conjunto de la posición y ejecutar las órdenes sobre los elementos con mando eléctrico siempre que la instalación se encuentre en mando local y lo permitan las condiciones de enclavamiento y de seguridad.

3. Local centralizado

El SICD tendrá una estructura jerárquica y estará compuesto por un conjunto de unidades de control de posición asociadas a los diferentes posiciones eléctricas de la instalación, conectados entre sí por medio de una red de comunicaciones local y gobernados superiormente desde la unidad de control de subestación.

En el edificio de control de la instalación se dispondrá de un puesto de operación local (POL) que permitirá supervisar y controlar todos los equipos telemandables.

El sistema de control dispondrá de mecanismos de seguridad que permitan identificar en todo momento al operador que actúe sobre el sistema, incluso registrando todas las acciones que realice.

4. Remoto

Desde el SICD se supervisará y controlará el conjunto de las subestaciones y centros de autotransformación de la línea.

1.13.3 Protecciones

La integración de las protecciones en el sistema de control distribuido se realizará utilizando los switches de las unidades de control de posición, los cuales se conectarán a un anillo de comunicaciones.

Los relés actuarán directamente sobre la aparamenta (disparo de interruptores, alimentación de motores de apertura - cierre de seccionadores...) y transmitirán señales de urgencia.

Desde los relés se podrá transmitir a la UCS, a través del switch, información como osciloperturbografías y registro de disparo de interruptores. En el sentido contrario, desde la UCS se podrá enviar a los relés las curvas de disparo de los interruptores, parámetros de ajuste, etc.

Cada UCP controlará una posición eléctrica e incluirá, además de los automatismos inherentes a la posición propia, aquellos que interrelacionen 2 o más posiciones (enclavamientos...). Así mismo, integrará toda la información proporcionada por los relés de protección.

1.13.4 Funcionalidades del sistema integrado de control distribuido

Las funciones principales del SICD son:

- Recogida de señales analógicas y digitales para control.
- Recogida de la información proporcionada por los relés de protección.
- Ejecución de mandos generados localmente (de forma manual o automática) o de forma remota.
- Medida digital directa de los parámetros de la instalación eléctrica.
- Generación y tramitación de los parámetros de ajuste de los relés de protección.
- Realización de automatismos programables de las unidades de control.
- Sincronización de fecha y hora por conexión al reloj externo GPS.
- Emisión de señales de desconexión hacia la aparamenta.
- Emisión de señales de información hacia la subestación de transporte de REE.

1.14 Climatización y ventilación

Se instalarán sistemas de climatización de tipo industrial, constituidos por bombas de calor de condensación–evaporación por aire y unidades terminales interiores en los edificios de control de las subestaciones y centros de autotransformación; asegurando así, las condiciones mínimas para el buen funcionamiento de los equipos, y permitiendo disponer de las condiciones de confort adecuadas (temperatura, humedad relativa y velocidad del aire) en el interior de las diferentes salas.

Cada una de las dependencias dispondrá de un termostato de modo que se permita la regulación del funcionamiento de la instalación de modo independiente.

Los locales de transformadores de servicios auxiliares y de grupos electrógenos, en las subestaciones, y las salas de servicios auxiliares, en los centros de autotransformación, contarán con ventilación forzada; para ello, se instalarán los correspondientes extractores tipo axial.

Se dispondrán de sistemas de control compuestos por sondas de temperaturas exteriores e interiores y controladores de dos etapas para la comparación de éstas, actuando en consecuencia, sobre los extractores y los equipos de aire acondicionado.

1.15 Sistema de medida y control de la energía

1.15.1 Equipos de medida de la energía

En las subestaciones se instalarán equipos de medida fiscal para el control de la energía suministrada por parte de la compañía eléctrica distribuidora (REE), tal y como se indica en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Equipo de medida principal

Se instalará un equipo de medida principal por cada una de las acometidas de la compañía suministradora.

Cada equipo constará de una envolvente metálica y un contador combinado que incluye el contador, el registrador y el tarificador.

El contador combinado tendrá las siguientes características:

- Clase de precisión energía activa: 0,2S.
- Clase de precisión energía reactiva: 0,5.
- Sistema trifásico.
- Número de hilos: 4.
- Frecuencia nominal: 50 Hz.
- Temperatura de funcionamiento: -20 °C a +60 °C.
- Multirango en tensión: 3x57,7/100 - 3x240/415 V.

El registrador incluido en el contador estará conectado a éste mediante una vía de comunicación interna. Su misión será adquirir las magnitudes medidas por el contador y almacenarlas en uno o más perfiles de carga, integrándolas en periodos de duración prefijada e independiente para cada perfil.

El tarificador incluido en el contador realizará la distribución de la energía medida en distintos periodos horarios, ejecutando los cálculos contractuales definidos y los resúmenes diarios en valor absoluto e incremental.

Equipo de medida redundante

Se instalará un equipo de medida redundante por cada uno de los equipos de medida principal.

Cada equipo constará de una envolvente metálica y un contador combinado que incluye el contador, el registrador y el tarificador de las mismas características que el anterior.

Interfaz con REE

Los armarios que contienen los contadores se ubicarán en una caseta prefabricada situada en el parque de alta tensión y con acceso desde el exterior de las subestaciones. Será accesible tanto para el personal de la compañía distribuidora como para el personal de ADIF.

1.15.2 Equipos de control de la energía

Con el propósito de disponer de información de los parámetros eléctricos de consumo, se instalarán en las subestaciones y centros de autotransformación equipos de medida de calidad de la energía.

El sistema deberá ofrecer información suficiente de modo que, pueda determinarse la eficiencia energética de las subestaciones, los perfiles de carga y la caracterización energética de la explotación ferroviaria; como son, la calidad del suministro eléctrico de las dos acometidas de cada subestación, el análisis armónico del sistema, la interrelación y el grado de responsabilidad e influencia entre las incidencias de la compañía y la catenaria, la investigación, evaluación y registro de los elementos de protección y control eléctrico, y, por extensión, todas las informaciones relevantes del sistema eléctrico de las subestaciones.

El tratamiento estadístico de la calidad de la energía en las subestaciones puede dividirse en dos tipos:

- Calidad de Energía Percibida

Recoge los eventos de calidad de la red eléctrica de AT de la que se alimentan las subestaciones.

El punto de medida debe situarse lo más próximo posible al punto frontera, por lo cual, deben conectarse los analizadores de calidad (uno por acometida) a la entrada de los transformadores de tracción, con un total de dos equipos por subestación.

Se analizan dos aspectos de la calidad:

- Continuidad del suministro: número y duración de las interrupciones.
- Calidad del producto: características de la onda de tensión.

- Calidad de Energía Suministrada

Recoge los eventos de calidad del sistema 2x25 kV. Está sujeta a la normativa general aplicable y a las normas específicas para sistemas ferroviarios.

El punto de medida debería situarse lo más próximo posible al punto frontera, pero dada su imposibilidad por la naturaleza móvil de los principales consumidores, se sitúan en las posiciones de alimentación a catenaria de las subestaciones y del centro de autotransformación final.

Se evalúan dos aspectos de la calidad:

- Continuidad del suministro: número y duración de las interrupciones.
- Calidad del producto: características de la onda de tensión.

1.16 Sistema de detección y extinción de incendios

1.16.1 Sistemas de detección

Los sistemas de detección de incendios estarán formados por una central de alarmas y detectores de humo y llamas. Serán sistemas interactivos que protegerán las distintas zonas en las que se dividen las instalaciones.

Al estar dotados los edificios de suelo técnico y falso techo que albergan los cableados de los equipos, será necesario proteger tres zonas bien diferenciadas (suelo técnico, falso techo y ambiente) con detectores apropiados.

Los sistemas de detección de incendios llevarán un montaje redundante de forma que una alarma se transmita cuando hayan dos elementos activados como muestra de la veracidad del posible incendio.

1.16.1.1 Equipos instalados

- Central de control y señalización con terminal de mando y sistema de alimentación de emergencia.
- Detector de humos con sensor optoelectrónico para detección de humos en el ambiente y suelo técnico.
- Detector termovelocimétrico para detección de llamas.
- Detector de humos iónico para el falso techo.
- Pulsadores de alarma con protección contra interferencias electromagnéticas.
- Sirena interior con alarma opticoacústica.

1.16.2 Señalización

Se colocará señalización luminiscente acorde a la norma UNE 23033-1 para localización de salidas de los recintos, pulsadores de alarma y campanas.

1.16.3 Extinción manual

La extinción de incendios se realizará mediante extintores de 5 y 10 kg de interior y de 25 kg con carro soporte para exterior.

1.17 Sistema de seguridad y control de accesos

Se instalará una central de acceso en cada uno de los edificios de control de las subestaciones y centros de autotransformación con capacidad para gestionar hasta treinta teclados. Dicha central controlará la entrada y la salida en las puertas de acceso tanto a los recintos de las subestaciones y centros de autotransformación como a los edificios de control.

Todas las cerraduras de las puertas controladas por la central de acceso serán eléctricas tipo "fail-unlock" (abierta sin tensión), para permitir la apertura de la puerta en caso de alarma de incendio. En estas puertas, además del teclado de control de acceso, se instalará un contacto magnético de tres hilos que permitirá conocer el estado de ésta (abierta/cerrada).

1.18 Bibliografía

- Libros y publicaciones

- [1]. Martín, José Raúl. DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. Editorial McGraw-Hill. 1987.
- [2]. John J. Grainger y William D. Stevenson Jr. ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA. Editorial McGraw-Hill. 1994.
- [3]. Barrero, Fermín. SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Editorial Paraninfo. 2004.
- [4]. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. Gas Natural - Fenosa.
- [5]. Hernández Velilla, A. LAS CATENARIAS DE ALTA VELOCIDAD. Anales de mecánica y electricidad. Enero-febrero 2007.
- [6]. Martínez Acevedo, José Conrado. LA ELECTRIFICACIÓN FERROVIARIA. GIF. 2002.
- [7]. EL MOMENTO ACTUAL EN EL FERROCARRIL ESPAÑOL Y LAS NUEVAS LÍNEAS DE ALTA VELOCIDAD. Anales de mecánica y electricidad. Enero-febrero 2007.
- [8]. Pilo de la Fuente, Eduardo. DISEÑO ÓPTIMO DE LA ELECTRIFICACIÓN DE FERROCARRILES DE ALTA VELOCIDAD. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. 2003.
- [9]. VV.AA. , ASIGNACIÓN DE CONSUMOS A SUBESTACIONES DE TRACCIÓN. Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- [10]. ESTUDIO INFORMATIVO PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA DE ALTA VELOCIDAD TARDIENTA – HUESCA.
- [11]. Rábanos Santamaría. LA CATENARIA ESPAÑOLA PARA MUY ALTA VELOCIDAD. ADIF.

- Páginas web

- [12]. https://es.wikipedia.org/wiki/Alta_velocidad_en_Espa%C3%B1a
- [13]. http://www.ferropedia.es/wiki/L%C3%ADnea_Bobadilla_-_Algeciras
- [14]. <http://www.tecnicaindustrial.es/tifrontal/a-5256-Electrificacion-ferroviaria-alta-velocidad-Espa%C3%B1a.aspx>
- [15]. http://gitel.unizar.es/contenidos/cursos/FTE/Web_Ferrocarriles/INDICE.html
- [16]. <http://citracc.com/referencias-subestaciones/>
- [17]. <http://arneva.ineco.es/actuacion.html>

- [18]. <http://new.abb.com/es>
- [19]. <http://arteche.com/es>
- [20]. <http://www.mesa.es/es/index.php>
- [21]. <http://poinsa.com/>
- [22]. <http://www.cuadrelec.com/espanol/index.html>
- [23]. <http://www.grupoarruti.com/>
- [24]. <http://www.generalcable.com/eu/es>
- [25]. <http://www.valganonmetalcable.com/es/index.php>
- [26]. <http://www.himoinsa.com/>
- [27]. <http://www.ingesco.com/es>
- [28]. <http://industriasmora.com/>
- [29]. <http://www.lighting.philips.es/inicio>
- [30]. <http://www.legrand.es/>
- [31]. <http://info.igme.es/visor/>
- [32]. <http://es.climate-data.org/region/252/>

DOCUMENTO Nº 2

MEMORIA DE CÁLCULO

UNIDAD A: ANÁLISIS DEL SISTEMA 2X25 kV

ÍNDICE

A.1 INTRODUCCIÓN.....	2
A.2 MODELIZACIÓN DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DEL SISTEMA.....	2
A.2.1 Modelo de la subestación de tracción.....	2
A.2.1.1 Modelo del transformador monofásico de tres devanados.....	3
A.2.1.2 Modelo del transformador monofásico de potencia con toma media en el secundario	6
A.2.2 Modelo del centro de autotransformación.....	11
A.2.2.1 Modelo del autotransformador.....	11
A.2.3 Circuito de tracción.....	14
A.2.3.1 Modelo del circuito de tracción.....	15
A.3 MODELO DEL SISTEMA 2X25 KV.....	16
A.3.1 Subestación de tracción en vacío.....	17
A.3.2 Subestación de tracción en carga.....	17
A.4 ANÁLISIS NODAL PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.....	18
A.4.1 Ejemplo detallado de aplicación.....	20
A.5 CÁLCULO DE LOS VALORES DE DISEÑO.....	22
A.5.1 Datos de partida.....	22
A.5.1.1 Datos de la red de transporte.....	22
A.5.1.2 Datos de los transformadores de potencia.....	22
A.5.1.3 Datos de los autotransformadores.....	23
A.5.2 Subestación de tracción en vacío.....	24
A.5.2.1 Cálculo corriente de cortocircuito en el secundario del transformador.....	25
A.5.2.2 Resultados de falta con la subestación de tracción en vacío.....	26
A.5.3 Subestación de tracción en carga.....	27
A.5.3.1 Cálculo corriente de cortocircuito en el secundario del transformador y en centros de autotransformación.....	31
A.5.3.1.1 Análisis corriente de cortocircuito en situación de funcionamiento normal...33	
A.5.3.1.2 Análisis corriente de cortocircuito en situaciones de funcionamiento degradadas N-1.....	39
A.5.3.1.3 Análisis corriente de cortocircuito en situaciones de funcionamiento degradadas N-2.....	40
A.5.3.1.4 Análisis corriente de cortocircuito en situaciones de funcionamiento degradadas N-3.....	41
A.5.3.1.5 Conclusiones.....	42
A.5.3.2 Resultados con la subestación de tracción en carga.....	43

A.1 Introducción

Para el dimensionamiento de los centros de autotransformación y las subestaciones de tracción se deben calcular las tensiones y corrientes en condiciones normales de operación y las existentes en caso de defecto. Para ello, se debe disponer de un modelo adecuado para cada uno de los elementos de que se compone el sistema eléctrico de tracción, así como el equivalente Thevenin de la red de alimentación de AT.

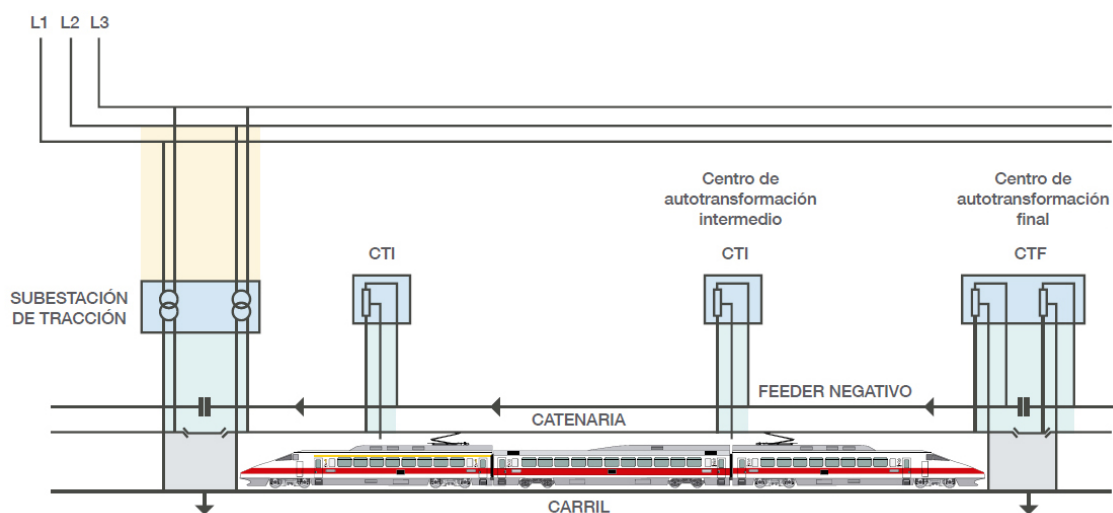


Figura A.1 Elementos sistema 2x25 kV

La resolución del esquema equivalente de todo el sistema de tracción (o de la parte objeto del estudio) proporciona los valores de diseño utilizados en este proyecto.



Subestación de tracción



Centro de autotransformación



Circuito de tracción

Figura A.2 Elementos a modelar sistema 2x25 kV

Los modelos resultantes para cada uno de los elementos de que se compone el sistema eléctrico de tracción, así como el equivalente Thevenin de la red de alimentación de AT se presentan a continuación.

A.2 Modelización de los diferentes elementos del sistema

A.2.1 Modelo de la subestación de tracción

En la subestación de tracción se realiza la conexión de los tramos de la electrificación con la red de transporte. Para ello, se realiza la transformación de tensiones desde los niveles de la

red de transporte a los niveles de la catenaria, a partir de transformadores monofásicos de potencia con toma media en el secundario.

Como ya se ha comentado, cada subestación de tracción alimenta dos cantones. Cada uno de ellos, se alimenta a través de un transformador monofásico de potencia que está conectado a la red de transporte.

Para obtener un modelo para el transformador monofásico de potencia con toma media en el secundario, se parte del modelo del transformador monofásico de tres devanados.

A.2.1.1 Modelo del transformador monofásico de tres devanados

Un transformador monofásico de tres devanados es una máquina eléctrica estática que transfiere energía eléctrica de un circuito a los otros dos (también es posible transferir potencia desde dos circuitos al tercero).

Este transformador transforma la tensión (u_1) y la corriente (i_1) del circuito llamado primario en las tensiones (u_2 y u_3) y las corrientes (i_2 e i_3) de los circuitos secundario y terciario. El transformador es reversible, lo que significa que cualquiera de los tres devanados puede ser utilizado para introducir la energía al transformador y los otros dos devanados para extraerla.

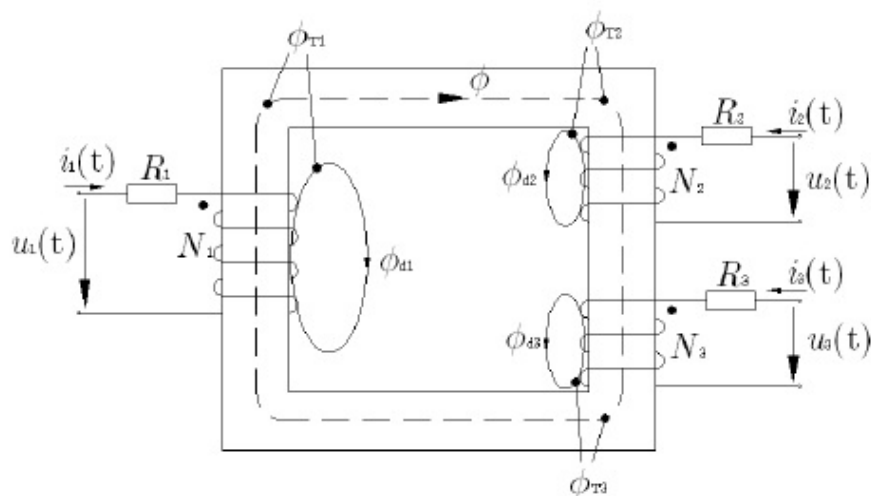


Figura A.3 Transformador monofásico de tres devanados

El modelo adoptado se representa en la figura A.3 cuyo circuito magnético se puede representar mediante el circuito equivalente de la figura A.4.

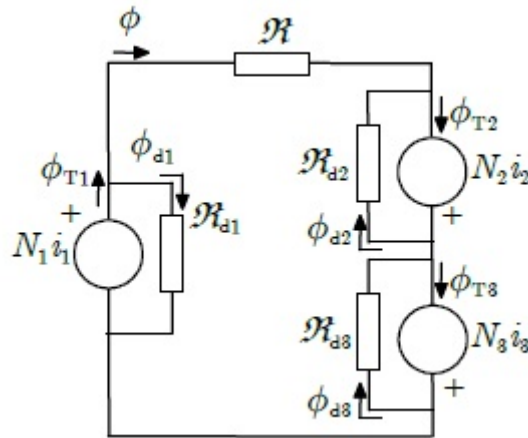


Figura A.4 Circuito magnético del transformador monofásico de tres devanados

Por lo tanto, las ecuaciones eléctricas y magnéticas que definen el comportamiento del transformador son:

$$u_k = R_k i_k + N_k \frac{d\phi_{Tk}}{dt} = R_k i_k + N_k \frac{d}{dt} \phi + \phi_{dk}$$

$$\sum N_k i_k = \mathfrak{R} \cdot \phi$$

$$N_k i_k = \mathfrak{R}_{dk} \cdot \phi_{dk}$$

$$(k = 1, 2, 3)$$

Suponiendo que el flujo de dispersión se cierra a través del aire, que es un circuito lineal, se puede asociar la diferencia de potencial magnético debida al flujo de dispersión con una inductancia de dispersión, L_{dk} de valor constante:

$$\begin{aligned} u_k &= R_k i_k + N_k \frac{d\phi_{dk}}{dt} + N_k \frac{d\phi}{dt} = R_k i_k + N_k \frac{d}{dt} \left(\frac{N_k i_k}{\mathfrak{R}_{dk}} \right) + N_k \frac{d\phi}{dt} = \\ &= R_k i_k + \frac{N_k^2}{\mathfrak{R}_{dk}} \frac{di_k}{dt} + N_k \frac{d\phi}{dt} = R_k i_k + L_{dk} \frac{di_k}{dt} + N_k \frac{d\phi}{dt} \end{aligned}$$

De esta manera, las ecuaciones que definen el comportamiento del transformador pasan a ser:

$$u_k = R_k i_k + L_{dk} \frac{di_k}{dt} + N_k \frac{d\phi}{dt}$$

$$\sum N_k i_k = \mathfrak{R} \cdot \phi$$

Que se pueden representar mediante el circuito eléctrico de la figura A.5a y el circuito magnético de la figura A.5b.

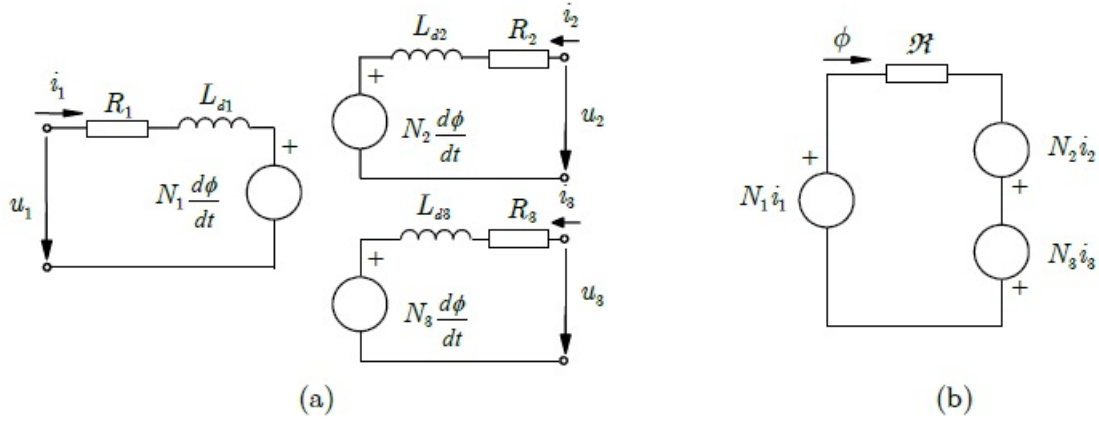


Figura A.5 Esquema equivalente del transformador monofásico de tres devanados
(a) ecuaciones eléctricas, (b) ecuaciones magnéticas

Suponiendo que el circuito magnético es lineal (es decir que la reluctancia \mathfrak{R} es constante), y suponiendo que la alimentación es senoidal y que el transformador se encuentra en régimen permanente, estas ecuaciones se escriben de forma fasorial como:

$$\bar{U}_k = R_k \bar{I}_k + j\omega L_{dk} \bar{I}_k + j\omega N_k \bar{\Phi} = \bar{Z}_k \bar{I}_k + j\omega N_k \bar{\Phi}$$

$$\sum N_k \bar{I}_k = \mathfrak{R} \cdot \bar{\Phi}$$

Reduciendo estas ecuaciones en por unidad:

$$\bar{u}_k^{pu} = \bar{z}_k^{pu} \bar{i}_k^{pu} + j\omega \bar{\phi}^{pu}$$

$$\sum \bar{i}_k^{pu} = \mathfrak{R}^{pu} \cdot \bar{\phi}^{pu}$$

Estas ecuaciones se pueden reescribir de la siguiente manera:

$$\bar{u}_k^{pu} = \bar{z}_k^{pu} \bar{i}_k^{pu} + j\omega \frac{\sum \bar{i}_k^{pu}}{\mathfrak{R}^{pu}} = \bar{z}_k^{pu} \bar{i}_k^{pu} + jx_m^{pu} \sum \bar{i}_k^{pu}$$

siendo $x_m^{pu} = \frac{\omega}{\mathfrak{R}^{pu}}$

Estas ecuaciones se pueden representar mediante el circuito eléctrico equivalente siguiente:

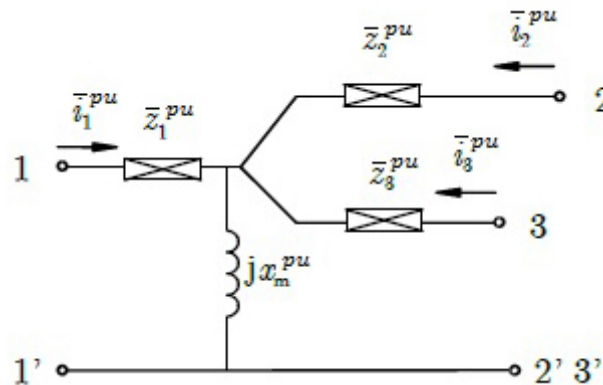


Figura A.6 Circuito eléctrico reducido equivalente

Al utilizar este circuito equivalente se han unido artificialmente los terminales 1', 2' y 3', por lo que se debe tener especial cuidado en utilizar este circuito si dichos terminales están realmente a diferente potencial.

Por último, si se considera que el hierro es ideal, de permeabilidad magnética infinita ($x_m^{pu} = \infty$, $\Re^{pu} = 0$), entonces $\sum \bar{i}_k^{pu} = 0$, por lo que resulta:

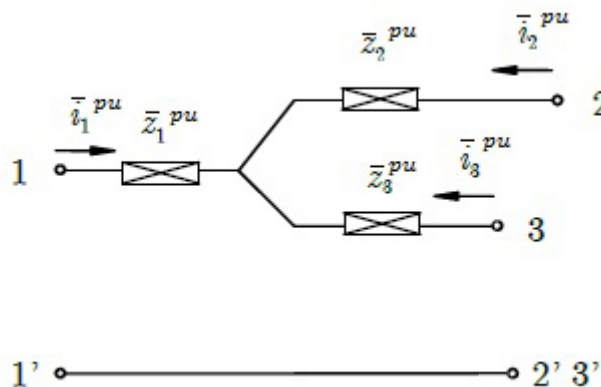


Figura A.7 Circuito eléctrico reducido equivalente

Por simplicidad, a partir de este momento no se colocará el superíndice pu al resto de valores reducidos, los cuales se distinguirán de los valores reales al estar escritos en minúscula.

A.2.1.2 Modelo del transformador monofásico de potencia con toma media en el secundario

El transformador monofásico con toma media en el secundario se puede construir a partir de un transformador de tres devanados, uniendo los terminales 2' y 3':

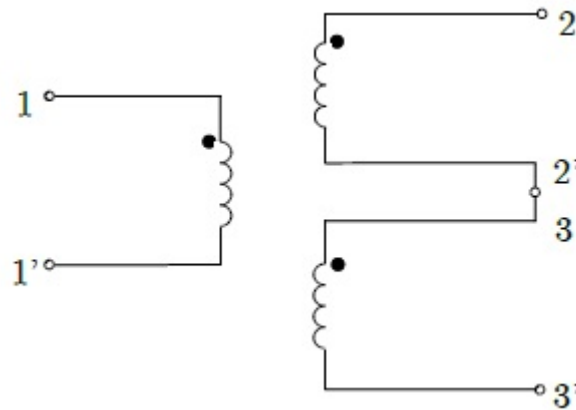


Figura A.8 Transformador monofásico con toma media en el secundario

Por lo tanto el esquema equivalente en valores reales que se ha obtenido también es válido.

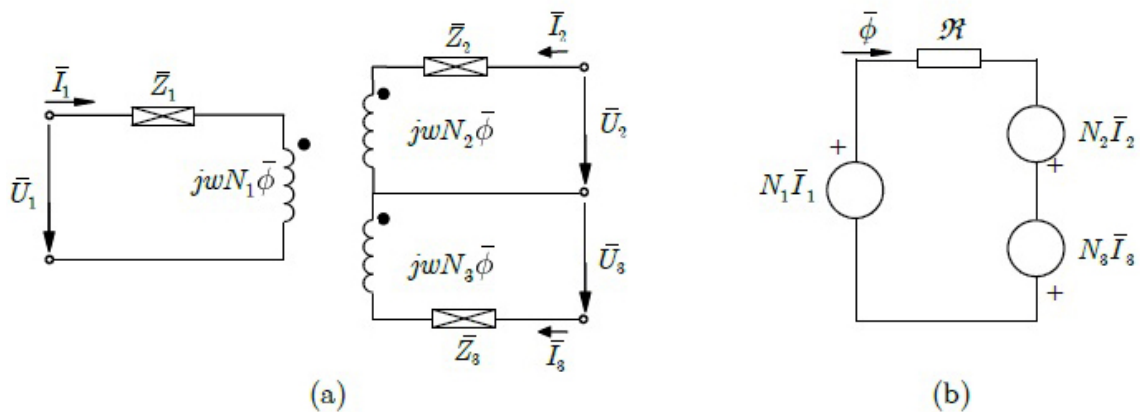


Figura A.9 Esquema equivalente del transformador monofásico con toma media en el secundario:
(a) ecuaciones eléctricas, (b) ecuaciones magnéticas

Sin embargo, de lo que no nos podemos beneficiar es del esquema reducido en *pu* porque, como ya se ha comentado, este esquema conecta “artificialmente” los terminales 1', 2' y 3' y teniendo en cuenta que 2' y 3 también están eléctricamente unidos para formar la toma media, se produce un cortocircuito entre 3 y 3'.

Por lo tanto, o bien se trabaja con el esquema en valores reales (sin reducir) o se tiene que trabajar con un esquema reducido pero que contiene fuentes dependientes (no es conductivo) como las mostradas en las figura A.6 y la figura A.7.

Se trabajará con las ecuaciones en valores reales (sin reducir) para obtener el modelo a utilizar del transformador de potencia con toma media en el secundario.

En primer lugar, en el modelo que se utilizará para el transformador de potencia de la subestación de tracción no se considerará la rama del hierro (es decir, $\Re = 0$).

De la ecuación A.4, considerando el hierro ideal, se obtienen las ecuaciones que definen el funcionamiento del transformador:

$$\begin{aligned}\bar{U}_1 &= \bar{Z}_1 \bar{I}_1 + j\omega N_1 \bar{\Phi} \\ \bar{U}_2 &= \bar{Z}_2 \bar{I}_2 + j\omega N_2 \bar{\Phi} \\ \bar{U}_3 &= \bar{Z}_3 \bar{I}_3 + j\omega N_3 \bar{\Phi}\end{aligned}$$

$$N_1 \bar{I}_1 + N_2 \bar{I}_2 + N_3 \bar{I}_3 = 0$$

De donde se deduce:

$$\frac{\bar{U}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1}{\bar{U}_2 - \bar{Z}_2 \bar{I}_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

$$\frac{\bar{U}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1}{\bar{U}_3 - \bar{Z}_3 \bar{I}_3} = \frac{N_1}{N_3}$$

$$N_1 \bar{I}_1 + N_2 \bar{I}_2 + N_3 \bar{I}_3 = 0$$

De esta forma, el modelo del transformador sólo utiliza las impedancias \bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 y \bar{Z}_3 .

Para determinar las tres impedancias \bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 y \bar{Z}_3 , se realizan los ensayos en cortocircuito de cada pareja de devanados. Para realizar estos ensayos se puede trabajar en *pu* ya que el tercer devanado está abierto por lo que no hay riesgo de producir el cortocircuito artificial que se ha comentado anteriormente.

Es decir:

- Ensayo de cortocircuito alimentando desde el primario con una tensión $U_{1,cc}$, estando el secundario en cortocircuito y el terciario abierto, de forma que por el secundario circule una corriente igual a la nominal $I_{2,n}$. En estas condiciones, se mide la tensión de cortocircuito $\varepsilon_{1,2}^{(2)}$. Esta tensión expresada en tanto por uno es igual al módulo de la impedancia $z_{1,2}^{(2)}$ expresada en *pu* tomando como tensiones base las nominales ($U_{1,b} = U_{1,n}$, $U_{2,b} = U_{2,n}$) y como potencia base la nominal del secundario ($S_b = S_{2,n}$). Por lo tanto $z_{1,2}^{(2)} = \varepsilon_{1,2}^{(2)}$. El ángulo de esta impedancia se considera como la arcotangente de X/R, por lo que se tiene que $\bar{z}_{1,2}^{(2)} = \varepsilon_{1,2}^{(2)} \angle \text{atan}(X/R)$.

- Ensayo de cortocircuito alimentando desde el primario, estando el terciario en cortocircuito y el secundario abierto, de forma que por el terciario circule una corriente igual a la nominal. De este ensayo se obtiene la $\varepsilon_{1,3}^{(3)}$ y, por tanto, el módulo de la impedancia $z_{1,3}^{(3)}$ referida a las tensiones base nominales ($U_{1,b} = U_{1,n}$, $U_{3,b} = U_{3,n}$) y a una potencia base igual a la nominal del terciario ($S_b = S_{3,n}$). Por lo tanto $z_{1,3}^{(3)} = \varepsilon_{1,3}^{(3)}$. Por lo que se tiene que $\bar{z}_{1,3}^{(3)} = \varepsilon_{1,3}^{(3)} \angle \text{atan}(X/R)$.

· Ensayo de cortocircuito alimentando desde el secundario, estando el terciario en cortocircuito y el primario abierto, de forma que por el terciario circule una corriente igual a la nominal. De este ensayo se obtiene la $\varepsilon_{2,3}^{(3)}$ y, por tanto, el módulo de la impedancia $z_{2,3}^{(3)}$ referida a las tensiones base nominales ($U_{2,b} = U_{2,n}$, $U_{3,b} = U_{3,n}$) y a una potencia base igual a la nominal del terciario ($S_b = S_{3,n}$). Por lo tanto $z_{2,3}^{(3)} = \varepsilon_{2,3}^{(3)}$. Por lo que se tiene que $\bar{z}_{2,3}^{(3)} = \varepsilon_{2,3}^{(3)} \angle \text{atan}(X/R)$.

Para manejar de forma simultánea los datos de los ensayos de cortocircuito se debe elegir una base común. En el presente caso se considera como base común la potencia "1", en la que la potencia base es la nominal del primario.

Aplicando la base establecida se tiene que la impedancia de cortocircuito es:

$$\bar{z}_{1,2}^{(1)} = \bar{z}_{1,2}^{(2)} \cdot \frac{Z_{1,b}^{(2)}}{Z_{1,b}^{(1)}} = \bar{z}_{1,2}^{(2)} \cdot \frac{S_{1,n}}{S_{2,n}} = \bar{z}_{1,2}^{(2)} \cdot 2$$

$$\bar{z}_{1,3}^{(1)} = \bar{z}_{1,3}^{(3)} \cdot \frac{Z_{1,b}^{(3)}}{Z_{1,b}^{(1)}} = \bar{z}_{1,3}^{(3)} \cdot \frac{S_{1,n}}{S_{3,n}} = \bar{z}_{1,3}^{(3)} \cdot 2$$

$$\bar{z}_{2,3}^{(1)} = \bar{z}_{2,3}^{(3)} \cdot \frac{Z_{1,b}^{(3)}}{Z_{1,b}^{(1)}} = \bar{z}_{2,3}^{(3)} \cdot \frac{S_{1,n}}{S_{3,n}} = \bar{z}_{2,3}^{(3)} \cdot 2$$

De esta manera, considerando, por ejemplo, el ensayo de cortocircuito entre los devanados 1 y 2 (el devanado 2 está cortocircuitado y se alimenta por el devanado 1), se tiene el esquema de la figura A.10 en valores en pu:

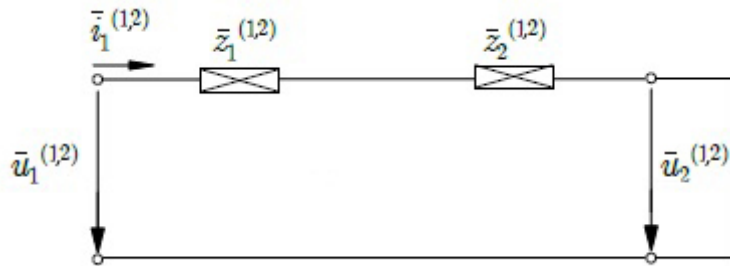


Figura A.10 Ensayo de cortocircuito entre los devanados 1 y 2

Las ecuaciones que rigen este ensayo son:

$$\bar{U}_1^{(1,2)} = \bar{Z}_1 \bar{I}_1^{(1,2)} + j\omega N_1 \bar{\Phi}^{(1,2)}$$

$$\bar{U}_2^{(1,2)} = \bar{Z}_2 \bar{I}_2^{(1,2)} + j\omega N_2 \bar{\Phi}^{(1,2)}$$

$$N_1 \bar{I}_1^{(1,2)} + N_2 \bar{I}_2^{(1,2)} = 0$$

A diferencia de lo que ocurría cuando se utilizan los tres devanados simultáneamente, ahora sí que se pueden reducir las ecuaciones porque sólo utilizamos dos devanados y desaparece el problema de producir un cortocircuito artificial entre 1', 2' y 3'.

Reduciendo las ecuaciones anteriores con la base 2 ($U_{1,b} = U_{1,n}$, $U_{2,b} = U_{2,n}$, $S_b = S_{2,n}$) se tiene:

$$\bar{u}_1^{(1,2)(2)} = \bar{z}_1^{(2)} \bar{i}_1^{(1,2)(2)} + j\omega \bar{\phi}^{(1,2)(2)}$$

$$\bar{u}_2^{(1,2)(2)} = \bar{z}_2^{(2)} \bar{i}_2^{(1,2)(2)} + j\omega \bar{\phi}^{(1,2)(2)}$$

$$\bar{i}_1^{(1,2)(2)} + \bar{i}_2^{(1,2)(2)} = 0$$

Que se pueden representar mediante el circuito de la figura A.11:

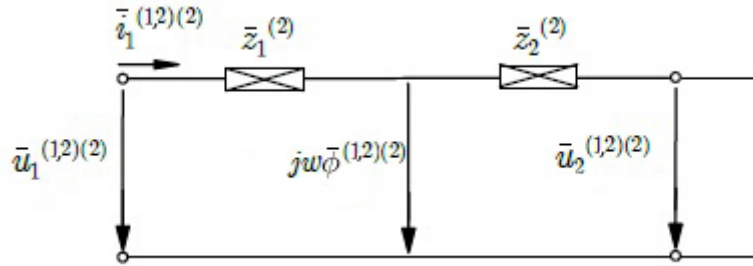


Figura A.11 Ensayo de cortocircuito en pu

Del cual se obtiene:

$$\bar{u}_1^{(1,2)(2)} = \bar{z}_1^{(2)} \bar{i}_1^{(1,2)(2)} + \bar{z}_2^{(2)} \bar{i}_2^{(1,2)(2)} = \bar{z}_{1,2}^{(2)} \bar{i}_{1,2}^{(2)} \rightarrow \bar{z}_1^{(2)} + \bar{z}_2^{(2)} = \bar{z}_{1,2}^{(2)}$$

Aplicando los cambios de base pertinentes, se tiene:

$$\bar{z}_1^{(1)} + \bar{z}_2^{(1)} = \bar{z}_{1,2}^{(1)}$$

$$\bar{z}_1^{(1)} + \bar{z}_3^{(1)} = \bar{z}_{1,3}^{(1)}$$

$$\bar{z}_2^{(1)} + \bar{z}_3^{(1)} = \bar{z}_{2,3}^{(1)}$$

Que constituyen un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas que nos permite calcular las tres impedancias:

$$\bar{z}_1^{(1)} = \frac{1}{2} (\bar{z}_{1,2}^{(1)} + \bar{z}_{1,3}^{(1)} - \bar{z}_{2,3}^{(1)})$$

$$\bar{z}_2^{(1)} = \frac{1}{2} (\bar{z}_{1,2}^{(1)} - \bar{z}_{1,3}^{(1)} + \bar{z}_{2,3}^{(1)})$$

$$\bar{z}_3^{(1)} = \frac{1}{2} (-\bar{z}_{1,2}^{(1)} + \bar{z}_{1,3}^{(1)} + \bar{z}_{2,3}^{(1)})$$

En el sistema 2x25 kV, el secundario del transformador de potencia es de 55 kV con una toma intermedia, resultando dos secundarios de 27,5 kV. Por tanto, resultan ser iguales los devanados secundario (N_2) y terciario (N_3), las impedancias \bar{Z}_2 y \bar{Z}_3 y las impedancias $\bar{Z}_{1,2}$ y $\bar{Z}_{1,3}$.

Por lo que de esta forma, se deduce:

$$\bar{Z}_1^{(1)} = \bar{Z}_{1,2}^{(1)} - \frac{1}{2}\bar{Z}_{2,3}^{(1)}$$

$$\bar{Z}_2^{(1)} = \bar{Z}_3^{(1)} = \frac{1}{2}\bar{Z}_{2,3}^{(1)}$$

Por tanto, una vez obtenido el valor en pu de las impedancias, se obtiene el valor real mediante:

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_1^{(1)} \cdot \frac{U_{1,n}^2}{S_{1,n}}$$

$$\bar{Z}_2 = \bar{Z}_3 = \bar{Z}_2^{(1)} \cdot \frac{U_{1,n}^2}{S_{1,n}}$$

Con \bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 y \bar{Z}_3 referidas al primario.

A.2.2 Modelo del centro de autotransformación

La función de los centros de autotransformación es redistribuir las corrientes de retorno que penetran por la toma media de los autotransformadores hacia el feeder negativo y reducir la corriente que circula por las vías, convirtiéndose así en el cable de retorno de la corriente principal.

A.2.2.1 Modelo del autotransformador

Un autotransformador monofásico es una bobina sobre un núcleo magnético con una toma intermedia. Se puede construir a partir de un transformador monofásico como se muestra en la figura A.12.

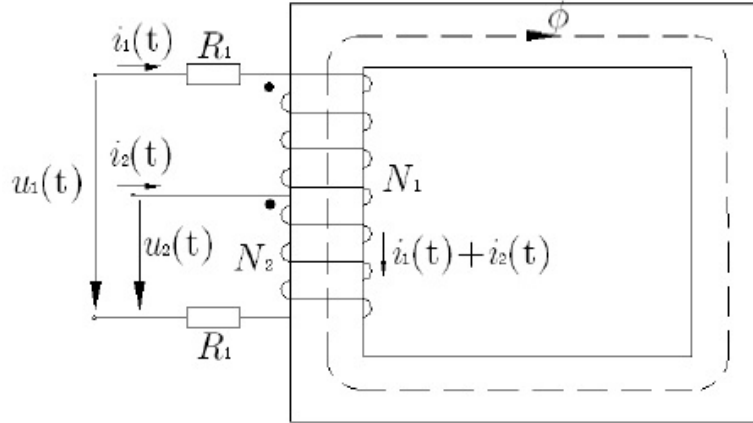


Figura A.12 Autotransformador monofásico

El circuito magnético se puede representar mediante el circuito equivalente de la figura A.13.

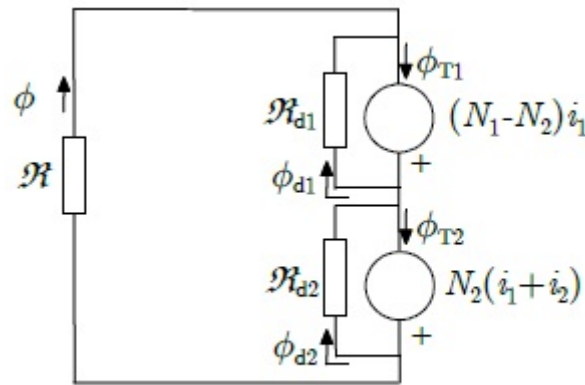


Figura A.13 Circuito magnético del autotransformador monofásico

Realizando un planteamiento análogo al realizado con el transformador monofásico, las ecuaciones que definen el comportamiento del autotransformador son:

$$u_k = R_k i_k + L_{dk} \frac{di_k}{dt} + N_k \frac{d\phi}{dt}$$

$$\sum N_k i_k = \mathfrak{R} \cdot \phi$$

Con alimentación senoidal y suponiendo régimen permanente, estas ecuaciones se escriben en forma fasorial como:

$$\bar{U}_k = R_k \bar{I}_k + j\omega L_{dk} \bar{I}_k + j\omega N_k \bar{\phi} = \bar{Z}_k \bar{I}_k + j\omega N_k \bar{\phi}$$

$$\sum N_k \bar{I}_k = \mathfrak{R} \cdot \bar{\phi}$$

Que se pueden representar mediante el circuito eléctrico de la figura A.14a y el circuito magnético de la figura A.14b.

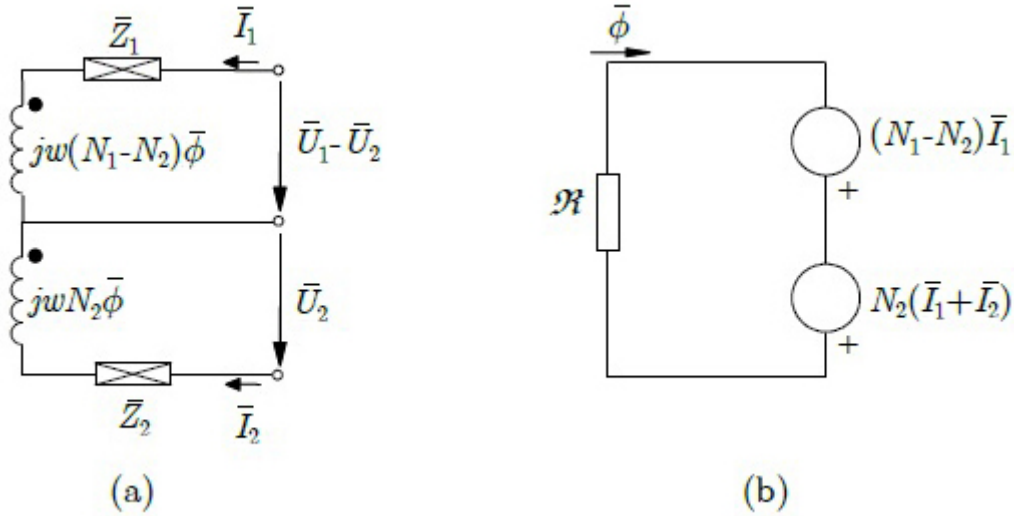


Figura A.14 Esquema equivalente del autotransformador monofásico:
(a) ecuaciones eléctricas, (b) ecuaciones magnéticas

Por último, si se considera que el hierro es ideal (de permeabilidad magnética infinita, $\mathcal{R}^{pu} = 0$), entonces $\sum N_k \bar{I}_k = 0$, por lo que resulta:

$$\bar{U}_1 = \bar{Z}_1 \bar{I}_1 + j\omega(N_1 - N_2)\bar{\Phi}$$

$$\bar{U}_2 = \bar{Z}_2 \bar{I}_2 + j\omega N_2 \bar{\Phi}$$

$$(N_1 - N_2)\bar{I}_1 + N_2(\bar{I}_1 + \bar{I}_2) = 0$$

De donde se deduce:

$$\frac{\bar{U}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1}{\bar{U}_2 - \bar{Z}_2 \bar{I}_2} = \frac{N_1 - N_2}{N_2}$$

$$N_1 \bar{I}_1 + N_2 \bar{I}_2 = 0$$

El modelo del autotransformador monofásico es como el del transformador monofásico de toma media pero sin utilizar el primario, es decir solo utilizando secundario y terciario.

En el sistema 2x25 kV, los dos bobinados del autotransformador son iguales, es decir, $N_1 = N_2$, siendo la tensión $U_{1,n}$ de 55 kV y la tensión entre bornes intermedios de 27,5 kV. Por tanto, las impedancias \bar{Z}_1 y \bar{Z}_2 son iguales.

A partir de ahora, a cada impedancia del autotransformador se le denominará \bar{Z}_{aut} y, mediante el ensayo de cortocircuito se obtiene que su valor es:

$$\bar{Z}_{aut} = \varepsilon_{cc} \cdot \frac{U_{2,n}^2}{S_n}$$

A.2.3 Circuito de tracción

Como ya se indicó anteriormente, se suele denominar catenaria o circuito de tracción al conjunto de conductores que es necesario instalar a lo largo de la línea para realizar el transporte de la energía eléctrica. No obstante, en el presente proyecto se denominará catenaria únicamente al conjunto de conductores que están a tensión positiva y el circuito de tracción se referirá al conjunto de todos los conductores. Los conductores del circuito de tracción del presente proyecto se muestran en la figura A.15.

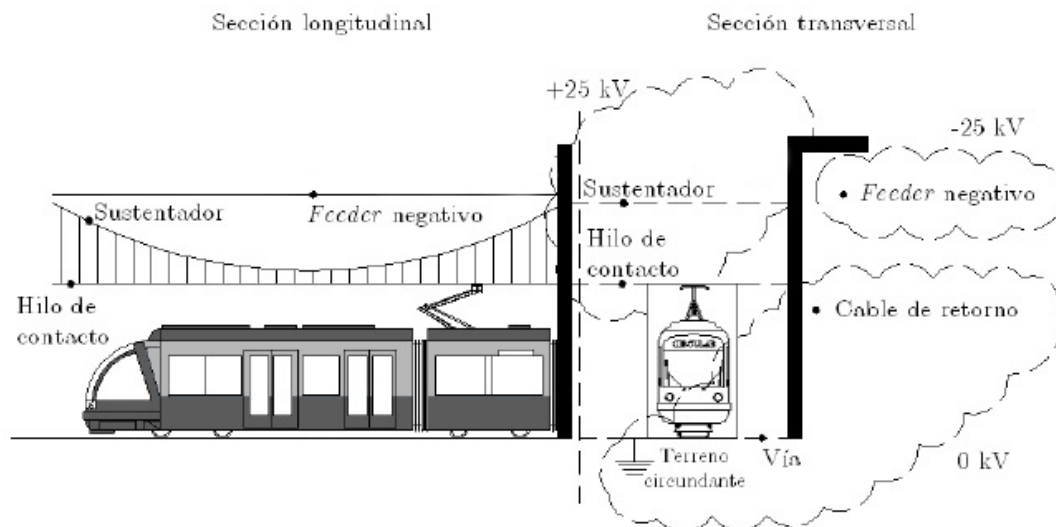


Figura A.15 Configuración del circuito de tracción

Los conductores mostrados en la figura A.15, junto con el terreno circundante, se pueden agrupar en los tres grupos siguientes:

- Conductores a tensión positiva (catenaria):
 - Hilo de contacto
 - Sustentador
- Conductores a tensión negativa:
 - Feeder negativo
- Conductores de neutro, de puesta a tierra (retorno):
 - Carril
 - Cable de retorno
 - Terreno circundante

Para asegurar un correcto funcionamiento, los diferentes conductores de cada grupo se encuentran conectados entre sí cada cierta distancia.

En este proyecto, al no existir el feeder positivo, nos referiremos al feeder negativo cuando se utilice la palabra feeder.

A.2.3.1 Modelo del circuito de tracción

El circuito de tracción lo componen un número variable de conductores que discurren a lo largo de la línea razonablemente paralelos. Debido a ello, además de las impedancias propias de cada conductor, existen acoplamientos magnéticos y capacitivos entre ellos, así como corrientes de fuga (aunque generalmente son despreciables). Además, parte de las corrientes de retorno circulan por tierra. La figura A.16 resume los efectos que se superponen en un diferencial de línea de los tres conductores mencionados (catenaria, feeder y retorno).

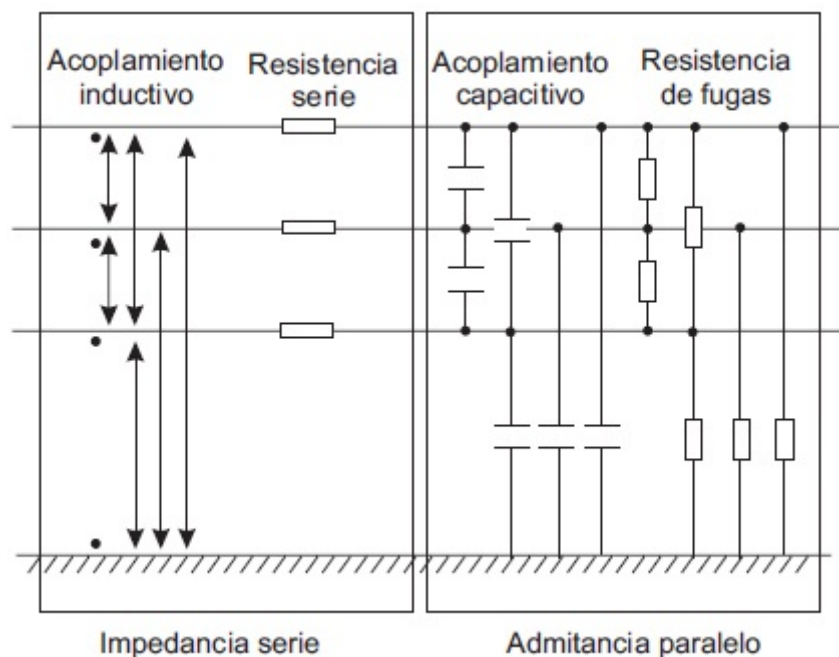


Figura A.16 Modelo de línea de conductores físicos

Si bien el modelado de una línea de n conductores necesita de matrices de impedancias y admitancias de $n \times n$, es muy frecuente que los conductores estén conectados entre sí cada varios metros para asegurar que las cargas se repartan correctamente entre ellos. En estos casos, es posible sustituir cada uno de estos grupos de conductores por un único conductor equivalente, que tiene la misma caída de tensión y cuya corriente es la suma de las corrientes de los conductores a los que sustituyen. Esos conductores reciben el nombre de conductores equivalentes, y su uso simplifica notablemente el estudio del sistema. De esta manera, se pueden considerar los conductores equivalentes de la catenaria (tensión positiva), del feeder (tensión negativa) y del retorno (neutro incluyendo la tierra).

Por lo tanto, resulta una matriz de impedancias de tamaño 3×3 como la indicada en A.22:

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{cat,cat} & \bar{Z}_{cat,feed} & \bar{Z}_{cat,ret} \\ \bar{Z}_{feed,cat} & \bar{Z}_{feed,feed} & \bar{Z}_{feed,ret} \\ \bar{Z}_{ret,cat} & \bar{Z}_{ret,feed} & \bar{Z}_{ret,ret} \end{bmatrix}$$

Donde,

$\bar{Z}_{i,i}$ = Impedancia propia por unidad de longitud del conductor equivalente i .

$\bar{Z}_{i,j}$ = Impedancia mutua por unidad de longitud entre los conductores i y j .

Siendo,

\bar{Z}_{cat} = Impedancia de la catenaria

\bar{Z}_{feed} = Impedancia del feeder

\bar{Z}_{ret} = Impedancia del retorno

En el presente proyecto, al desconocerse la disposición exacta de los mismos a lo largo de la línea, no se puede obtener la matriz de impedancias equivalentes. No obstante, se trabajará con un modelo simplificado proporcionado por el agente explotador de la línea (ADIF), que se obtiene a partir de las características de la catenaria C-350 (Tabla A-2), la empleada en el presente proyecto, y que considera las impedancias de catenaria, feeder y retorno pero no se considera la impedancia mutua.

Características de los conductores de la catenaria C-350						
	Tipo	$R(\Omega/\text{km})$	$X_i(\Omega/\text{km})$	$r(\text{m})$	$X(\text{m})$	$Y(\text{m})$
Contacto	150CuMg	0.17928	0.01571	0.00725	02.5500	05.3000
Sustentador	95Cu	0.20677	0.01571	0.00648	02.5500	06.7000
Feeder-	LA280	0.13397	0.01571	0.01090	06.6500	06.8500
Retorno	LA110	0.34401	0.01571	0.00700	05.7500	05.4000
Carril	UIC	0.02488	0.15000	0.05000	03.0500	00.0500

Tabla A-2 Características eléctricas de la catenaria C-350

Los valores de estas impedancias por unidad de longitud se presentan en la Tabla A-3.

Impedancia equivalente	$[\Omega/\text{km}]$
Impedancia de catenaria (\bar{Z}_{cat})	0.0960+0.0079j
Impedancia de feeder negativo (\bar{Z}_{feed})	0.1340+0.0157j
Impedancia de retorno (\bar{Z}_{ret})	0.0667+0.1110j

Tabla A-3 Resumen de impedancias

A.3 Modelo del sistema 2x25 kV

Una vez definidos los diferentes elementos del sistema, se puede modelar el esquema equivalente del sistema 2x25 kV. Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se pretende estudiar el caso más desfavorable en caso de falta; por ello, se consideran dos casos diferenciados:

- **Subestación de tracción en vacío:** La subestación de tracción se alimenta desde la red de transporte pero se mantiene desconectada de la catenaria y de los centros de autotransformación asociados.
- **Subestación de tracción en carga:** La subestación de tracción se alimenta desde la red de transporte, la catenaria y los centros de autotransformación asociados están conectados a la misma.

Las impedancias Z_{cat} , Z_{feed} y Z_{ret} , como se indicó anteriormente, corresponden a las impedancias de catenaria, feeder y retorno respectivamente en cada tramo. Mientras que la impedancia Z_{pt} corresponde a la impedancia de puesta a tierra del neutro del autotransformador en cada centro de autotransformación, la cual se estima resistiva, con un valor de 2Ω según la Especificación Técnica "ET 03.366.204.0" de ADIF.

A.4 Análisis nodal para el cálculo de cortocircuitos

Una vez obtenido un modelo eléctrico del sistema 2x25 kV, se procede a determinar mediante análisis nodal, la corriente de cortocircuito bifásico entre catenaria y tierra o entre feeder y tierra del sistema, a fin de poder dimensionar correctamente los centros de autotransformación y las SET.

Supongamos la red de la figura A.19. Para realizar un análisis nodal, las fuentes de tensión se transforman en fuentes de corriente, tal y como se muestra en la figura A.19b donde la impedancia \bar{Z}_i , que está en paralelo con la fuente de corriente, se considera incluida en el bloque RED'.

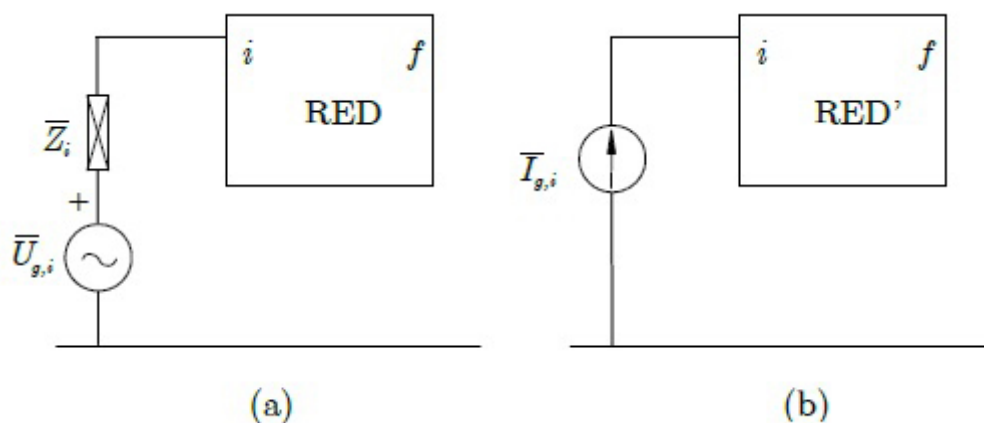


Figura A.19 Modificación de las fuentes reales de la red a estudiar

De este modo, el análisis nodal de este circuito viene dado por la ecuación A.23:

$$[Y] \cdot [U] = [I_g]$$

Donde,

$[Y]$: matriz de admitancias de nudos de la red

$[U]$: vector de las tensiones de los nudos antes del cortocircuito

$[I_g]$: vector de fuentes de corriente que alimentan el sistema

Cuando se produce un cortocircuito en el nudo f de la red anterior, se tiene el circuito de la figura A.20a. Aplicando la regla de sustitución a este circuito se obtiene el circuito de la figura A.20b.

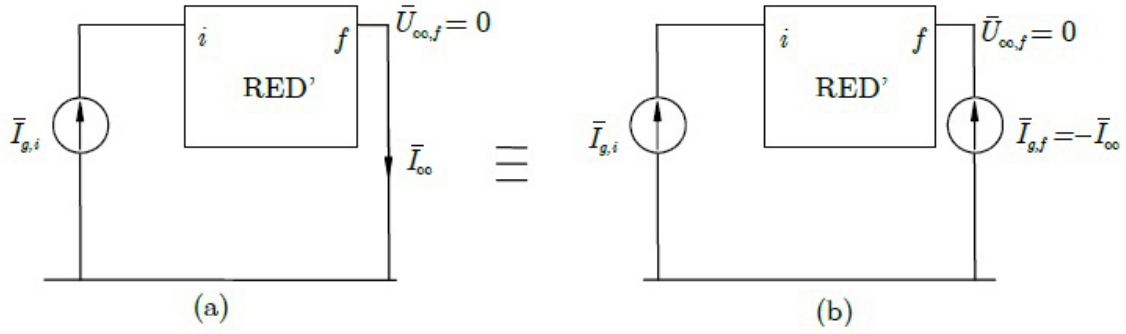


Figura A.20 Red durante el cortocircuito en el nudo f

Aplicando el principio de superposición al circuito de la figura A.20b, éste se descompone en los dos circuitos de la figura A.21.

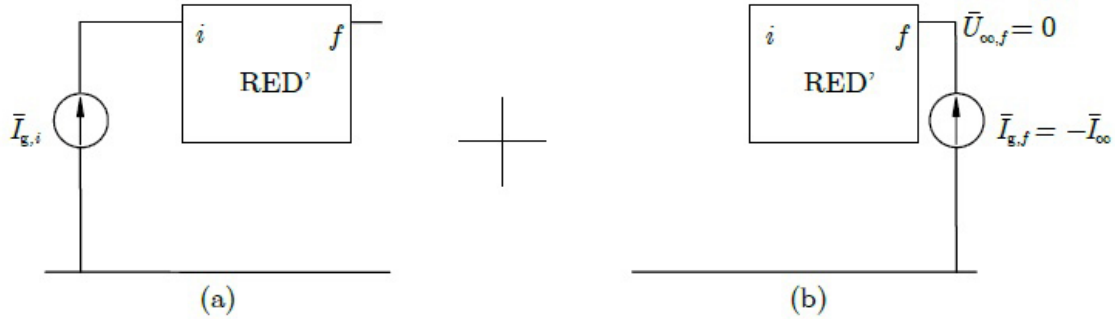


Figura A.21 Descomposición de la red durante el cortocircuito en dos circuitos

Dado que la tensión en el nudo f durante el cortocircuito es nula, $\bar{U}_{cc} = 0$, y teniendo en cuenta que $\bar{U}_{cc} = \bar{U}_f + \Delta\bar{U}_f$, se cumple que $\Delta\bar{U}_f = -\bar{U}_f$.

Donde la tensión \bar{U}_f se puede calcular de la ecuación correspondiente al nudo f del sistema (A.23) cuando la red está en vacío, mientras que la tensión $\Delta\bar{U}_f$ se puede obtener del mismo sistema pero considerando únicamente la fuente de corriente $-\bar{I}_{cc}$. Por lo tanto:

$$\Delta\bar{U}_f = -\bar{Z}_{f,f} \cdot \bar{I}_{cc}$$

Donde $\bar{Z}_{f,f}$ es el elemento de la diagonal de $[Z] = [Y]^{-1}$ correspondiente al nudo f .

Y consecuentemente:

$$\Delta\bar{U}_f = -\bar{Z}_{f,f} \cdot \bar{I}_{cc}$$

$$\bar{U}_f + \Delta\bar{U}_f = 0$$

De donde se deduce:

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{f,f}}$$

A.4.1 Ejemplo detallado de aplicación

A modo de ejemplo, se realiza el cálculo detallado de las corrientes de cortocircuito cuando la SET alimenta un tramo del cantón con un único centro de autotransformación asociado.

El esquema a considerar se muestra en la figura siguiente, donde se han enumerado los nudos que se van a utilizar.

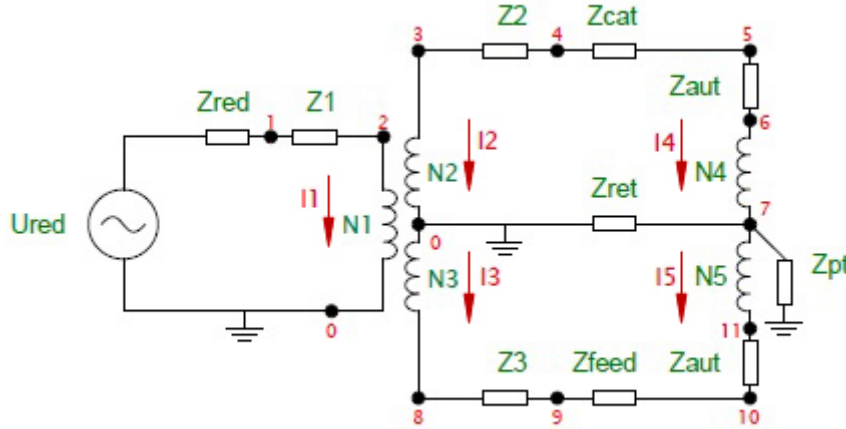


Figura A.22 Esquema de la SET con un único centro de autotransformación

El análisis nodal de este circuito se escribe de la forma mostrada en la ecuación A.23 resultando el sistema de ecuaciones A.26.

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_1 + \bar{Y}_{red} & -\bar{Y}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\bar{Y}_1 & \bar{Y}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_2 & -\bar{Y}_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -rt_{1,2} & -rt_{2,3} & 0 \\ 0 & 0 & -\bar{Y}_2 & \bar{Y}_2 + \bar{Y}_{cat} & -\bar{Y}_{cat} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_{cat} & \bar{Y}_{aut} + \bar{Y}_{cat} & -\bar{Y}_{aut} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_{aut} & \bar{Y}_{aut} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{Y}_{ret} + \bar{Y}_{pt} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 - rt_{4,5} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{Y}_3 & -\bar{Y}_3 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_3 & \bar{Y}_3 + \bar{Y}_{feed} & -\bar{Y}_{feed} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_{feed} & \bar{Y}_{aut} + \bar{Y}_{feed} & -\bar{Y}_{aut} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_{aut} & \bar{Y}_{aut} & 0 & 0 & 0 & rt_{4,5} \\ 0 & 1 & -rt_{1,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -rt_{2,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 - rt_{4,5} & 0 & 0 & 0 & rt_{4,5} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \\ \bar{V}_6 \\ \bar{V}_7 \\ \bar{V}_8 \\ \bar{V}_9 \\ \bar{V}_{10} \\ \bar{V}_{11} \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{g,1} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Donde,

$$rt_{1,2} = \frac{N_1}{N_2} ; rt_{2,3} = \frac{N_2}{N_3} = 1 ; rt_{4,5} = \frac{N_4}{N_5} = 1 ; \bar{I}_{g,1} = \bar{U}_{red} \cdot \bar{Y}_{red}$$

En las ecuaciones anteriores se ha impuesto que en el transformador de potencia:

$$N_1 \bar{I}_1 + N_2 \bar{I}_2 + N_3 \bar{I}_3 = 0 \rightarrow \bar{I}_1 + \frac{\bar{I}_2}{rt_{1,2}} + \frac{\bar{I}_3}{rt_{1,3}} = 0$$

Con una relación de transformación $rt_{1,2} = rt_{1,3}$

Y en el caso del autotransformador, se ha impuesto que:

$$N_4 \bar{I}_4 + N_5 \bar{I}_5 = 0 \rightarrow -\frac{\bar{I}_4}{\bar{I}_5} = r t_{4,5}$$

Se van a estudiar dos faltas; la primera en bornes de la SET (en bornes del transformador de potencia, nodos 4-0) y la segunda en bornes del centro de autotransformación (en bornes del autotransformador, nodos 5-7).

Cortocircuito en bornes de la subestación de tracción

El cortocircuito en bornes de la subestación de tracción se dará entre los nudos 4 y 0. Resolviendo la ecuación A.23 se obtiene la tensión \bar{U}_4 , para calcular la corriente de cortocircuito mediante la ecuación A.25.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_4}{\bar{Z}_{4,4}}$$

Cortocircuito en bornes del centro de autotransformación

El cortocircuito en bornes del centro de autotransformación se producirá entre los nodos 5 y 7.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_5 - \bar{U}_7}{\bar{Z}_{5,5} + \bar{Z}_{7,7} - \bar{Z}_{5,7} - \bar{Z}_{7,5}}$$

A.5 Cálculo de los valores de diseño

Una vez obtenido el esquema equivalente en vacío y en carga, y detallado el análisis nodal necesario, se pueden aplicar los datos de partida del sistema para obtener las corrientes de funcionamiento necesarias, así como las corrientes de cortocircuito según la norma UNE-EN 60909-0, para el diseño de las instalaciones de las subestaciones y de los centros de autotransformación asociados.

A.5.1 Datos de partida

A.5.1.1 Datos de la red de transporte

Teniendo en cuenta que la empresa transportista es REE se han tomado como referencia los datos aportados por los Procedimientos de Operación "P.O. 1.4" y "P.O. 12.2".

	SET-1	SET-2
Tensión nominal de la red	400 kV	
Tensión mínima de servicio	390 kV	
Tensión máxima de servicio	420 kV	
Frecuencia	50 ± 0.15 Hz	
Corriente de cortocircuito trifásico	50 kA	
Potencia de cortocircuito trifásico		
Mínima prevista	5486 MVA	6867 MVA
Máxima prevista	10338 MVA	12882 MVA
Relación de impedancias (X/R)		
Mínima prevista	10	12
Máxima prevista	14	18

Tabla A-4 Datos de la red de transporte

En la tabla superior, se definen los márgenes establecidos para la tensión y frecuencia suministrada, así como la corriente de cortocircuito trifásico impuesta por REE, que establece la mínima corriente que a efectos térmicos deberá soportar cualquier instalación que se conecte a la red de transporte.

Por último, también se presentan las potencias de cortocircuito de la red y las relaciones de impedancias, estimadas en los puntos de conexión, proporcionadas por REE.

A.5.1.2 Datos de los transformadores de potencia

Los transformadores de potencia instalados en las SET tendrán las siguientes características según la Especificación Técnica "ET 03.359.504.2" de ADIF:

	Primario	Secundario
Potencia asignada	30 MVA	2 x 15 MVA
Tensión asignada	405 kV	2 x 27.5 kV
Nivel de aislamiento	420 kV	58 kV
Regulación en carga	± 7.4%	
Tensión de cortocircuito	10% (base 30 MVA)	

Tabla A-5 Datos de los transformadores de potencia

El valor de las impedancias internas del transformador de potencia se obtienen de las ecuaciones A.16 y A.17 (sin reducción al primario), donde (X/R)=30.

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_1 \cdot \frac{U_{1,n}^2}{S_{1,n}} = 0,05 \angle \text{atan}(30^\circ) \cdot \frac{405^2}{30} = 9,1115 + 273,2231j \, \Omega$$

$$\bar{Z}_2 = \bar{Z}_3 = \bar{Z}_2 \cdot \frac{U_{2,n}^2}{S_{1,n}} = 0,05 \angle \text{atan}(30^\circ) \cdot \frac{27,5^2}{30} = 0,0420 + 1,2597j \, \Omega$$

Impedancias del transformador de potencia	[Ω]
\bar{Z}_1	9.1115+273.2231j
\bar{Z}_2, \bar{Z}_3	0.0420+1.2597j

Tabla A-6 Impedancias del transformador de potencia

A.5.1.3 Datos de los autotransformadores

Los autotransformadores instalados en los centros de autotransformación tendrán las siguientes características según la Especificación Técnica "ET 03.359.505.9" de ADIF:

Potencia asignada	10 MVA
Tensión asignada	2 x 27.5 kV
Relación de transformación	55 / 27.5 kV
Nivel de aislamiento	58 kV
Tensión de cortocircuito	1%

Tabla A-7 Datos de los autotransformadores

El valor de las impedancias internas de cada autotransformador, donde (X/R)=15, es:

$$\bar{Z}_{aut} = \varepsilon_{cc} \cdot \frac{U_{2,n}^2}{S_n} = 0,01 \angle \text{atan}(15^\circ) \cdot \frac{27,5^2}{10} = 0,0502 + 0,7546j \, \Omega$$

Impedancias del autotransformador	[Ω]
\bar{Z}_{aut}	0.0502+0.7546j

Tabla A-8 Impedancias del autotransformador

A.5.2 Subestación de tracción en vacío

Corriente de cortocircuito en el primario del transformador

En el primario del transformador de potencia, la corriente de cortocircuito trifásico máxima a efectos térmicos es la impuesta por REE (Tabla A-4). Las corrientes de cortocircuito previstas mínima y máxima calculadas a partir de la potencia de cortocircuito prevista son:

SET-1)

$$I_{cc,min} = \frac{S_{cc,min}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{5486}{\sqrt{3} \cdot 400} = 7,92 \text{ kA}$$

$$I_{cc,max} = \frac{S_{cc,max}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10338}{\sqrt{3} \cdot 400} = 14,92 \text{ kA}$$

SET-2)

$$I_{cc,min} = \frac{S_{cc,min}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6867}{\sqrt{3} \cdot 400} = 9,91 \text{ kA}$$

$$I_{cc,max} = \frac{S_{cc,max}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{12882}{\sqrt{3} \cdot 400} = 18,59 \text{ kA}$$

A partir de dicha corriente se puede obtener el valor de la corriente de cortocircuito bifásico:

SET-1)

$$I_{cc_bifásico,min} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc,min} = 6,86 \text{ kA}$$

$$I_{cc_bifásico,max} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc,max} = 12,92 \text{ kA}$$

SET-2)

$$I_{cc_bifásico,min} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc,min} = 8,58 \text{ kA}$$

$$I_{cc_bifásico,max} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc,max} = 16,01 \text{ kA}$$

Corriente de cortocircuito en el secundario del transformador

Para conocer la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador es necesario conocer el valor mínimo de la impedancia de cortocircuito de la red que se obtiene mediante la ecuación:

SET-1)

$$\bar{Z}_{red} = \frac{U_n^2}{S_{cc,max}} = \frac{400^2}{10338} = 15,48 \Omega \Rightarrow 1,5402 + 15,4032j \Omega$$

Con una relación (X/R)=10.

SET-2)

$$\bar{Z}_{red} = \frac{U_n^2}{S_{cc,max}} = \frac{400^2}{12882} = 12,42 \Omega \Rightarrow 1,0306 + 12,3772j \Omega$$

Con una relación (X/R)=12.

	SET-1	SET-2
\bar{Z}_{red}	1.5402+15.4023j Ω	1.0306+12.3772j Ω

Tabla A-9 Impedancias de cortocircuito de la red

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en el secundario es necesario seguir la metodología del análisis nodal presentada en el apartado A.2 Análisis nodal.

A.5.2.1 Cálculo corriente de cortocircuito en el secundario del transformador

Si la SET está en vacío se debe resolver el esquema de la figura A.23 mediante el análisis nodal descrito anteriormente.

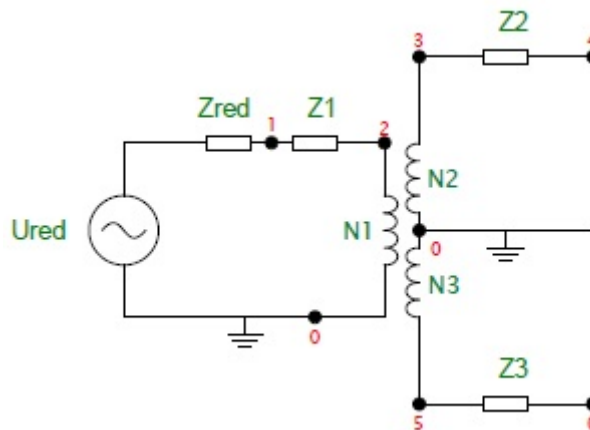



Figura A.23 Esquema método nodal de la SET en vacío

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD A: ANÁLISIS DEL SISTEMA 2X25 kV
--	--	--

El análisis nodal de este circuito viene dado por:

$$\begin{bmatrix}
 \bar{Y}_1 + \bar{Y}_{red} & -\bar{Y}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -\bar{Y}_1 & \bar{Y}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\
 0 & 0 & \bar{Y}_2 & -\bar{Y}_2 & 0 & 0 & 0 & -rt_{1,2} & -rt_{2,3} \\
 0 & 0 & -\bar{Y}_2 & \bar{Y}_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{Y}_3 & -\bar{Y}_3 & 0 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_3 & \bar{Y}_3 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 1 & -rt_{1,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & -rt_{2,3} & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0
 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \\ \bar{V}_6 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{g,1} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

A continuación, se muestran los valores a utilizar en el cálculo:

	SET-1	SET-2
\bar{U}_{red}	400 kV	
\bar{Z}_{red}	1.5402+15.4023j Ω	1.0306+12.3772j Ω
\bar{Z}_1	9.1115+273.2231j Ω	
\bar{Z}_2, \bar{Z}_3	0.0420+1.2597j Ω	
$rt_{1,2}$	405 / 27.5	
$rt_{2,3}$	1	

Tabla A-10 Datos de partida del cálculo

Cortocircuito en bornes de la subestación de tracción

Como ya se vio anteriormente, el cortocircuito en bornes de la subestación de tracción se dará entre los nudos 4 y 0.

SET-1)


$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_4}{\bar{Z}_{4,4}} = \frac{27,1605}{0,0911 + 2,5904j} = 0,3675 - 10,4721j \Rightarrow 10,48 \text{ kA}$$

SET-2)

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_4}{\bar{Z}_{4,4}} = \frac{27,1605}{0,0888 + 2,5765j} = 0,3622 - 10,5293j \Rightarrow 10,53 \text{ kA}$$

A.5.2.2 Resultados de falta con la subestación de tracción en vacío

A continuación, se presenta un resumen de los valores más significativos en el sistema con la SET en vacío:

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD A: ANÁLISIS DEL SISTEMA 2X25 kV
--	--	--

	SET-1	SET-2
Tensión nominal de la red	400 kV	
Potencia asignada del transformador	30 MVA	
Primario del transformador de potencia		
Corriente de cortocircuito bifásico		
Mínima	6.86 kA	8.58 kA
Máxima	12.92 kA	16.01 kA
Secundario del transformador de potencia		
Corriente de cortocircuito	10.48 kA	10.53 kA

Tabla A-11 Resultados SET en vacío

A.5.3 Subestación de tracción en carga

Corriente nominal del primario del transformador

La corriente nominal del primario del transformador de potencia se calcula según:

$$I_n = \frac{S_n}{U_n}$$

Por lo tanto,

$$I_n = \frac{30 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^3} = 75 \text{ A}$$

Y según la regulación en carga del transformador,

$$I_{n,min} = \frac{S_n}{U_n \cdot (1 + \%U_n)} = \frac{30 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,074)} = 69,83 \text{ A}$$

$$I_{n,max} = \frac{S_n}{U_n \cdot (1 - \%U_n)} = \frac{30 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,074)} = 80,99 \text{ A}$$

Donde,

$\%U_n$: tanto por ciento de tensión regulable del transformador

Se debe tener en cuenta que el transformador, por ser clase de servicio IXB según la norma UNE-EN 50329, debe admitir sobrecargas del 131,5% durante 2 horas y de 193,7% durante 5 minutos.

Por lo que:

$$I_{sobrecarga} = I_n \cdot \%_{sobrecarga}$$

Y la corriente máxima a soportar será, por tanto, de:

$$I_{sobrecarga (131,5\%)} = 75 \cdot 1,315 = 98,62 \text{ A}$$

$$I_{sobrecarga (193,7\%)} = 75 \cdot 1,937 = 145,27 \text{ A}$$

De esta forma, se puede calcular la corriente nominal ponderada, que tiene en cuenta que el transformador puede trabajar con sobrecargas en ciclos de 8 horas.

$$I_{n,ponderada} = I_n \frac{355 + \%_{sobrecarga\ ,2h} \cdot 120 + \%_{sobrecarga\ ,5min} \cdot 5}{480\ min}$$

Obteniéndose:

$$I_{n,ponderada} = 75 \frac{355 + 1,315 \cdot 120 + 1,937 \cdot 5}{480\ min} = 81,64\ A$$

Corriente de cortocircuito en el primario del transformador

En el primario del transformador de potencia de la SET, las corrientes de cortocircuito trifásica y bifásica son las mismas que en la situación de la subestación en vacío.

Además de la intensidad térmica de cortocircuito de corta duración (0,5s), para determinar el poder de cierre de los interruptores y la resistencia electrodinámica de la aparamenta, se utiliza el valor de cresta de la corriente de cortocircuito máxima, más conocida por intensidad dinámica de cortocircuito. Esta intensidad es el valor de la primera cresta del período transitorio tal y como se muestra en la figura A.24.

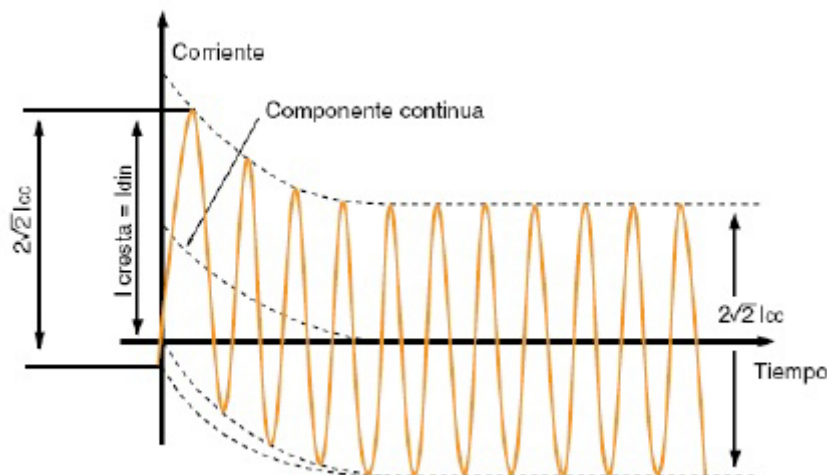


Figura A.24 Forma de onda de la intensidad de cortocircuito en el período subtransitorio

El valor de la intensidad dinámica se obtiene mediante la ecuación:

$$I_{din} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 2,48 \cdot I_{cc} \cong 2,5 \cdot I_{cc}$$

Obteniéndose el valor de k , de la figura 15 de la norma UNE-EN 60909-0.

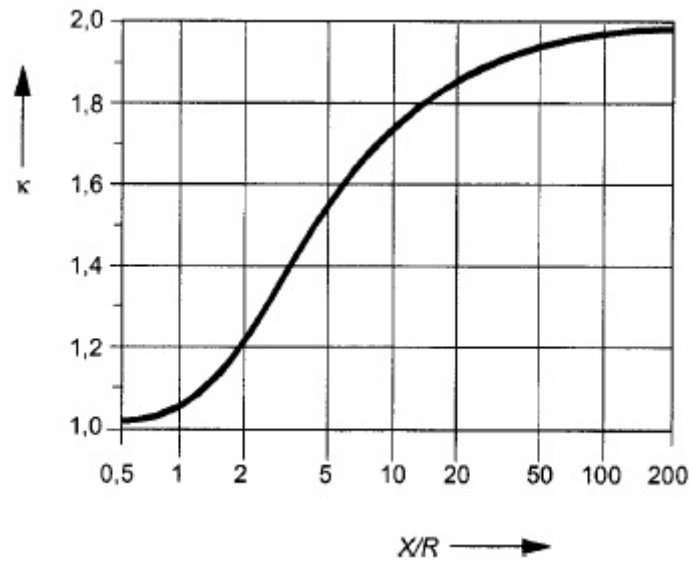


Figura A.25 Figura 15 norma UNE-EN 60909-0

Por lo tanto,

SET-1)

$$I_{din,min} = 2,5 \cdot 7,92 = 19,80 \text{ kA}$$

$$I_{din,max} = 2,5 \cdot 14,92 = 37,30 \text{ kA}$$

SET-2)

$$I_{din,min} = 2,5 \cdot 9,91 = 24,77 \text{ kA}$$

$$I_{din,max} = 2,5 \cdot 18,59 = 46,47 \text{ kA}$$

A partir de dicha ecuación, también se puede obtener el valor de la intensidad dinámica de cortocircuito bifásico:

SET-1)

$$I_{din_bifásico,min} = 2,5 \cdot 6,86 = 17,15 \text{ kA}$$

$$I_{din_bifásico,max} = 2,5 \cdot 12,92 = 32,30 \text{ kA}$$

SET-2)

$$I_{din_bifásico,min} = 2,5 \cdot 8,58 = 21,45 \text{ kA}$$

$$I_{din_bifásico,max} = 2,5 \cdot 16,01 = 40,02 \text{ kA}$$

Corriente nominal del secundario del transformador

La corriente nominal, y las sobrecargas, del secundario del transformador de potencia se calcularán según las mismas ecuaciones que en el primario:

$$I_n = \frac{S_n}{U_n}$$

$$I_{sobrecarga} = I_n \cdot \%_{sobrecarga}$$

$$I_{n,ponderada} = I_n \frac{355 + \%_{sobrecarga,2h} \cdot 120 + \%_{sobrecarga,5min} \cdot 5}{480 \text{ min}}$$

Por lo tanto,

$$I_n = \frac{15 \cdot 10^6}{27,5 \cdot 10^3} = 545,45 \text{ A}$$

$$I_{sobrecarga (131,5\%)} = 545,45 \cdot 1,315 = 717,27 \text{ A}$$

$$I_{sobrecarga (193,7\%)} = 545,45 \cdot 1,937 = 1056,54 \text{ A}$$

$$I_{n,ponderada} = 545,45 \frac{355 + 1,315 \cdot 120 + 1,937 \cdot 5}{480 \text{ min}} = 593,73 \text{ A}$$

Corriente de cortocircuito en el secundario del transformador

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito por el secundario es necesario realizar un análisis de todo del sistema de tracción. Dicho análisis se realiza en el apartado A.3.3.1.


Corriente nominal de los autotransformadores

La corriente nominal, y las sobrecargas, se calcularán siguiendo las mismas pautas que en el transformador de potencia:

$$I_n = \frac{S_n}{U_n}$$

$$I_{sobrecarga} = I_n \cdot \%_{sobrecarga}$$

$$I_{n,ponderada} = I_n \frac{355 + \%_{sobrecarga,2h} \cdot 120 + \%_{sobrecarga,5min} \cdot 5}{480 \text{ min}}$$

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD A: ANÁLISIS DEL SISTEMA 2X25 kV
---	---	---

Por lo tanto,

$$I_n = \frac{10 \cdot 10^6}{55 \cdot 10^3} = 181,82 \text{ A}$$

$$I_{sobrecarga (131,5\%)} = 181,82 \cdot 1,315 = 239,09 \text{ A}$$

$$I_{sobrecarga (193,7\%)} = 181,82 \cdot 1,937 = 352,18 \text{ A}$$

$$I_{n,ponderada} = 181,82 \frac{355 + 1,315 \cdot 120 + 1,937 \cdot 5}{480 \text{ min}} = 197,91 \text{ A}$$

Intensidad de cortocircuito en los autotransformadores

Dicho análisis se realizará junto con el del secundario del transformador de potencia en el apartado A.3.3.1.

A.5.3.1 Cálculo corriente de cortocircuito en el secundario del transformador y en centros de autotransformación

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito con la subestación en carga, conectada al sistema de tracción y los centros de autotransformación conectados, se deben considerar los diferentes escenarios que se pueden presentar (cada escenario será numerado para su posterior estudio).

Entre las diferentes posibilidades, cabe destacar los casos siguientes:

- Situación de funcionamiento normal: Cada uno de los transformadores de las SET alimenta su cantón correspondiente.

SET-1)

- ATI 1.1, ATI 1.2 y ATI 1.3 (Escenario 1)
- ATI 1.4, ATI 1.5 y ATF 1.6 (Escenario 2)


SET-2)

- ATF 2.1, ATI 2.2 y ATI 2.3 (Escenario 3)
- ATI 2.4 y ATI 2.5 (Escenario 4)

- Situaciones degradadas N-1: Un único transformador se encarga de alimentar a los dos cantones de la SET o su cantón correspondiente y uno de la SET colateral.

SET-1)

- ATI 1.1, ATI 1.2 y ATI 1.3 + ATI 1.4, ATI 1.5 y ATF 1.6 (Escenario 5)

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD A: ANÁLISIS DEL SISTEMA 2X25 kV
---	---	---

SET-2)

- ATF 2.1, ATI 2.2 y ATI 2.3 + ATI 2.4 y ATI 2.5 (Escenario 6)

ó

SET-1)

- ATI 1.4, ATI 1.5, ATF 1.6/2.1 + ATI 2.2 y ATI 2.3 (Escenario 7)

ó

SET-2)

- ATI 1.4, ATI 1.5, ATF 1.6/2.1 + ATI 2.2 y ATI 2.3 (Escenario 8)

· Situaciones degradadas N-2: En caso de pérdida de una SET, los cantones afectados se alimentan desde uno de los transformadores de potencia de la SET colateral.

SET-1)

- ATI 1.4, ATI 1.5, ATF 1.6/2.1 + ATI 2.2 y ATI 2.3 + ATI 2.4 y ATI 2.5 (Escenario 9)

ó

SET-2)

- ATI 1.1, ATI 1.2 y ATI 1.3 + ATI 1.4, ATI 1.5 y ATF 1.6/2.1 + ATI 2.2 y ATI 2.3 (Escenario 10)

· Situaciones degradadas N-3: En caso de pérdida de una SET y de un transformador de la SET que está en servicio, un único transformador alimenta la totalidad de la línea.

SET-1)

- ATI 1.1, ATI 1.2 y ATI 1.3 + ATI 1.4, ATI 1.5 y ATF 1.6/2.1 + ATI 2.2 y ATI 2.3 + ATI 2.4 y ATI 2.5 (Escenario 11)

ó

SET-2)

- ATI 1.1, ATI 1.2 y ATI 1.3 + ATI 1.4, ATI 1.5 y ATF 1.6/2.1 + ATI 2.2 y ATI 2.3 + ATI 2.4 y ATI 2.5 (Escenario 12)

Por tanto, la determinación de los valores más desfavorables, se limita a realizar un estudio mediante análisis nodal de todos los casos anteriores según su configuración.

No obstante, debido al gran tamaño de los circuitos y las matrices necesarias para el cálculo nodal, sólo se representarán los esquemas eléctricos y los resultados de la situación de

funcionamiento normal; y por ende, únicamente los resultados de las situaciones degradadas.

A.5.3.1.1 Análisis corriente de cortocircuito en situación de funcionamiento normal

Escenario 1

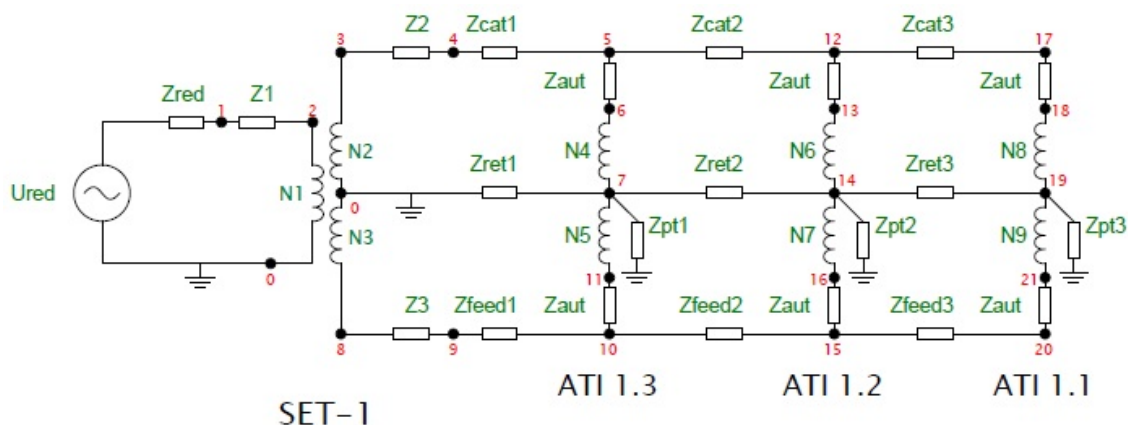


Figura A.26 Sistema de electrificación del escenario 1

Valores a utilizar en el cálculo:

Escenario 1	
\bar{U}_{red}	400 kV
\bar{Z}_{red}	$1.5402+15.4023j \Omega$
\bar{Z}_1	$9.1115+273.2231j \Omega$
\bar{Z}_2, \bar{Z}_3	$0.0420+1.2597j \Omega$
\bar{Z}_{aut}	$0.0502+0.7546j \Omega$
\bar{Z}_{cat1}	$1.4063+0.1157j \Omega$
\bar{Z}_{cat2}	$1.4035+0.1155j \Omega$
\bar{Z}_{cat3}	$1.3824+0.1138j \Omega$
\bar{Z}_{ret1}	$0.9771+1.6260j \Omega$
\bar{Z}_{ret2}	$0.9752+1.6228j \Omega$
\bar{Z}_{ret3}	$0.9605+1.5984j \Omega$
\bar{Z}_{feed1}	$1.9630+0.2300j \Omega$
\bar{Z}_{feed2}	$1.9591+0.2295j \Omega$
\bar{Z}_{feed3}	$1.9296+0.2261j \Omega$
$\bar{Z}_{pt1}, \bar{Z}_{pt2}, \bar{Z}_{pt3}$	2Ω
$rt_{1,2}$	405 / 27.5
$rt_{2,3}, rt_{4,5}, rt_{6,7}, rt_{8,9}$	1

Tabla A-12 Datos de partida del cálculo para el Escenario 1

Cortocircuito en bornes de SET-1

El cortocircuito en bornes de la subestación de tracción se dará entre los nudos 4 y 0.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_4}{\bar{Z}_{4,4}} = 10,9827 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 1.3

El cortocircuito en bornes del primer centro de autotransformación se dará entre los nodos 5 y 7.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_5 - \bar{U}_7}{\bar{Z}_{5,5} + \bar{Z}_{7,7} - \bar{Z}_{5,7} - \bar{Z}_{7,5}} = 10,8152 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 1.2

El cortocircuito en bornes del segundo centro de autotransformación se dará entre los nodos 12 y 14.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_{12} - \bar{U}_{14}}{\bar{Z}_{12,12} + \bar{Z}_{14,14} - \bar{Z}_{12,14} - \bar{Z}_{14,12}} = 9,1166 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 1.1

El cortocircuito en bornes del tercer centro de autotransformación se dará entre los nodos 17 y 19.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_{17} - \bar{U}_{19}}{\bar{Z}_{17,17} + \bar{Z}_{19,19} - \bar{Z}_{17,19} - \bar{Z}_{19,17}} = 7,5623 \text{ kA}$$

Resultados:

Escenario 1	
SET-1	10.9827 kA
ATI 1.3	10.8152 kA
ATI 1.2	9.1166 kA
ATI 1.1	7.5623 kA

Tabla A-13 Resultados Escenario 1

Escenario 2

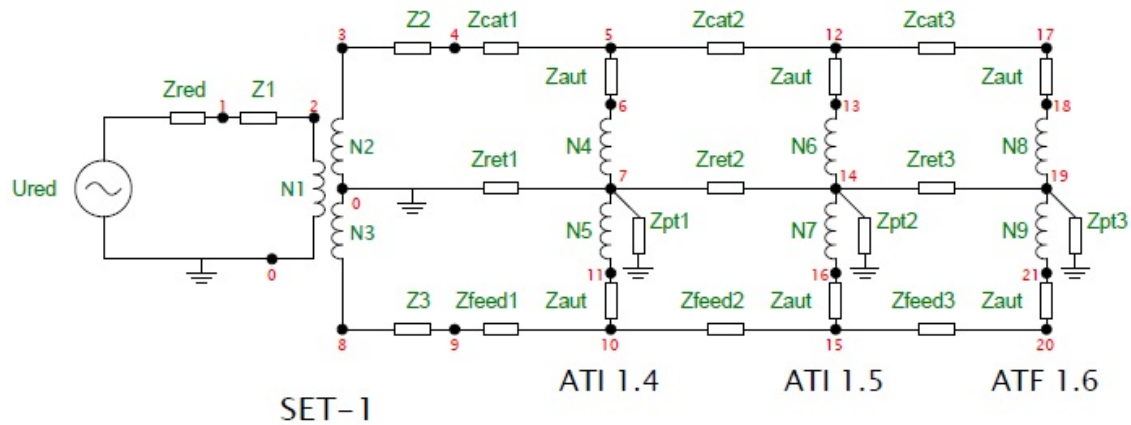


Figura A.27 Sistema de electrificación del escenario 2

Valores a utilizar en el cálculo:

Escenario 2	
\bar{U}_{red}	400 kV
\bar{Z}_{red}	$1.5402+15.4023j \Omega$
\bar{Z}_1	$9.1115+273.2231j \Omega$
\bar{Z}_2, \bar{Z}_3	$0.0420+1.2597j \Omega$
\bar{Z}_{aut}	$0.0502+0.7546j \Omega$
\bar{Z}_{cat1}	$1.1039+0.0908j \Omega$
\bar{Z}_{cat2}	$1.7981+0.1480j \Omega$
\bar{Z}_{cat3}	$1.7088+0.1406j \Omega$
\bar{Z}_{ret1}	$0.7670+1.2764j \Omega$
\bar{Z}_{ret2}	$1.2493+2.0790j \Omega$
\bar{Z}_{ret3}	$1.1873+1.9758j \Omega$
\bar{Z}_{feed1}	$1.5409+0.1805j \Omega$
\bar{Z}_{feed2}	$2.5098+0.2941j \Omega$
\bar{Z}_{feed3}	$2.3852+0.2795j \Omega$
$\bar{Z}_{pt1}, \bar{Z}_{pt2}, \bar{Z}_{pt3}$	2Ω
$rt_{1,2}$	405 / 27.5
$rt_{2,3}, rt_{4,5}, rt_{6,7}, rt_{8,9}$	1

Tabla A-14 Datos de partida del cálculo para el Escenario 2

Cortocircuito en bornes de SET-1

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_4}{\bar{Z}_{4,4}} = 11,0937 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 1.4

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_5 - \bar{U}_7}{\bar{Z}_{5,5} + \bar{Z}_{7,7} - \bar{Z}_{5,7} - \bar{Z}_{7,5}} = 11,1568 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 1.5

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_{12} - \bar{U}_{14}}{\bar{Z}_{12,12} + \bar{Z}_{14,14} - \bar{Z}_{12,14} - \bar{Z}_{14,12}} = 8,9819 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATF 1.6

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_{17} - \bar{U}_{19}}{\bar{Z}_{17,17} + \bar{Z}_{19,19} - \bar{Z}_{17,19} - \bar{Z}_{19,17}} = 7,1674 \text{ kA}$$

Resultados:

Escenario 2	
SET-1	11.0937 kA
ATI 1.4	11.1568 kA
ATI 1.5	8.9819 kA
ATF 1.6	7.1674 kA

Tabla A-15 Resultados Escenario 2

Escenario 3

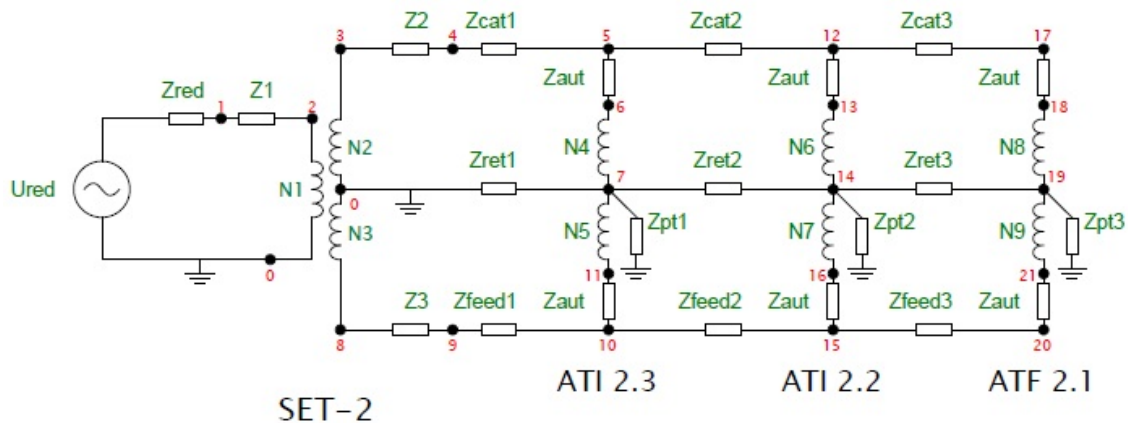


Figura A.28 Sistema de electrificación del escenario 3

Valores a utilizar en el cálculo:

Escenario 3	
\bar{U}_{red}	400 kV
\bar{Z}_{red}	$1.0306 + 12.3772j \Omega$
\bar{Z}_1	$9.1115 + 273.2231j \Omega$
\bar{Z}_2, \bar{Z}_3	$0.0420 + 1.2597j \Omega$
\bar{Z}_{aut}	$0.0502 + 0.7546j \Omega$

\bar{Z}_{cat1}	1.2642+0.1040j Ω
\bar{Z}_{cat2}	1.4755+0.1214j Ω
\bar{Z}_{cat3}	1.4582+0.1200j Ω
\bar{Z}_{ret1}	0.8784+1.4618j Ω
\bar{Z}_{ret2}	1.0252+1.7061j Ω
\bar{Z}_{ret3}	1.0132+1.6861j Ω
\bar{Z}_{feed1}	1.7646+0.2068j Ω
\bar{Z}_{feed2}	2.0596+0.2413j Ω
\bar{Z}_{feed3}	2.0355+0.2385j Ω
$\bar{Z}_{pt1}, \bar{Z}_{pt2}, \bar{Z}_{pt3}$	2 Ω
$rt_{1,2}$	405 / 27.5
$rt_{2,3}, rt_{4,5}, rt_{6,7}, rt_{8,9}$	1

Tabla A-16 Datos de partida del cálculo para el Escenario 3

Cortocircuito en bornes de SET-2

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_4}{\bar{Z}_{4,4}} = 11,0952 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 2.3

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_5 - \bar{U}_7}{\bar{Z}_{5,5} + \bar{Z}_{7,7} - \bar{Z}_{5,7} - \bar{Z}_{7,5}} = 11,0454 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 2.2

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_{12} - \bar{U}_{14}}{\bar{Z}_{12,12} + \bar{Z}_{14,14} - \bar{Z}_{12,14} - \bar{Z}_{14,12}} = 9,2348 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATF 2.1

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_{17} - \bar{U}_{19}}{\bar{Z}_{17,17} + \bar{Z}_{19,19} - \bar{Z}_{17,19} - \bar{Z}_{19,17}} = 7,5792 \text{ kA}$$

Resultados:

Escenario 3	
SET-2	11.0952 kA
ATI 2.3	11.0454 kA
ATI 2.2	9.2348 kA
ATF 2.1	7.5792 kA

Tabla A-17 Resultados Escenario 3

Escenario 4

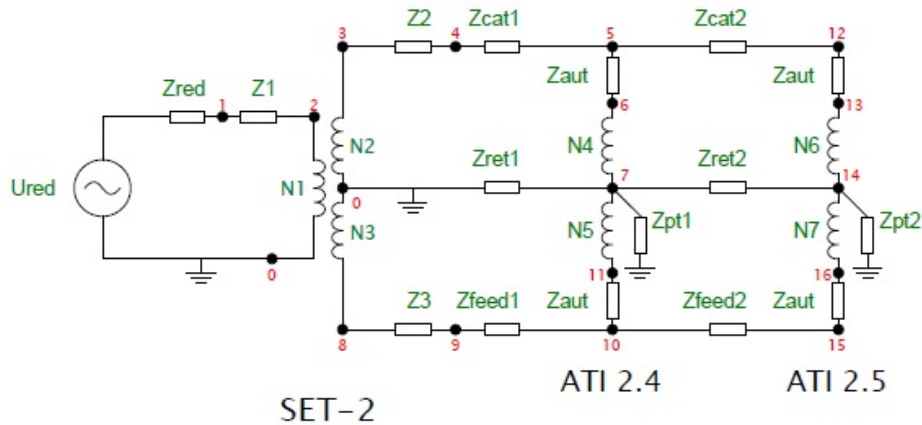


Figura A.29 Sistema de electrificación del escenario 4

Valores a utilizar en el cálculo:

Escenario 4	
\bar{U}_{red}	400 kV
\bar{Z}_{red}	$1.0306+12.3772j \Omega$
\bar{Z}_1	$9.1115+273.2231j \Omega$
\bar{Z}_2, \bar{Z}_3	$0.0420+1.2597j \Omega$
\bar{Z}_{aut}	$0.0502+0.7546j \Omega$
\bar{Z}_{cat1}	$1.3189+0.1085j \Omega$
\bar{Z}_{cat2}	$1.0454+0.0860j \Omega$
\bar{Z}_{ret1}	$0.9164+1.5250j \Omega$
\bar{Z}_{ret2}	$0.7264+1.2088j \Omega$
\bar{Z}_{feed1}	$1.8410+0.2157j \Omega$
\bar{Z}_{feed2}	$1.4593+0.1710j \Omega$
$\bar{Z}_{pt1}, \bar{Z}_{pt2}$	2Ω
$rt_{1,2}$	405 / 27.5
$rt_{2,3}, rt_{4,5}, rt_{6,7}$	1

Tabla A-18 Datos de partida del cálculo para el Escenario 4

Cortocircuito en bornes de SET-2

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_4}{\bar{Z}_{4,4}} = 11,0543 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 2.4

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_5 - \bar{U}_7}{\bar{Z}_{5,5} + \bar{Z}_{7,7} - \bar{Z}_{5,7} - \bar{Z}_{7,5}} = 11,0327 \text{ kA}$$

Cortocircuito en bornes de ATI 2.5

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}_{12} - \bar{U}_{14}}{\bar{Z}_{12,12} + \bar{Z}_{14,14} - \bar{Z}_{12,14} - \bar{Z}_{14,12}} = 9,6656 \text{ kA}$$

Resultados:

Escenario 4	
SET-2	11.0543 kA
ATI 2.4	11.0327 kA
ATI 2.5	9.6656 kA

Tabla A-19 Resultados Escenario 4

A.5.3.1.2 Análisis corriente de cortocircuito en situaciones de funcionamiento degradadas N-1

Escenario 5

Escenario 5	
ATI 1.1	7.5425 kA
ATI 1.2	9.0910 kA
ATI 1.3	10.7860 kA
SET-1	11.6301 kA
ATI 1.4	11.1271 kA
ATI 1.5	8.9566 kA
ATF 1.6	7.1489 kA

Tabla A-20 Resultados Escenario 5

Escenario 6

Escenario 6	
ATF 2.1	7.5592 kA
ATI 2.2	9.2087 kA
ATI 2.3	11.0158 kA
SET-2	11.6554 kA
ATI 2.4	11.0004 kA
ATI 2.5	9.6372 kA

Tabla A-21 Resultados Escenario 6

Escenario 7

Escenario 7	
SET-1	11.1069 kA
ATI 1.4	11.1519 kA
ATI 1.5	8.9736 kA
ATF 1.6/2.1	7.1885 kA
ATI 2.2	6.0392 kA
ATI 2.3	5.1462 kA

Tabla A-22 Resultados Escenario 7

Escenario 8

Escenario 8	
SET-2	11.1096 kA
ATI 2.3	11.0396 kA
ATI 2.2	9.2260 kA
ATF 2.1/1.6	7.5999 kA
ATI 1.5	6.1600 kA
ATI 1.4	5.0713 kA

Tabla A-23 Resultados Escenario 8

A.5.3.1.3 Análisis corriente de cortocircuito en situaciones de funcionamiento degradadas N-2

Escenario 9

Escenario 9	
SET-1	11.1083 kA
ATI 1.4	11.1516 kA
ATI 1.5	8.9727 kA
ATF 1.6/2.1	7.1870 kA
ATI 2.2	6.0373 kA
ATI 2.3	5.1498 kA
ATI 2.4	4.0573 kA
ATI 2.5	3.7315 kA

Tabla A-24 Resultados Escenario 9

Escenario 10

Escenario 10	
SET-2	11.1112 kA
ATI 2.3	11.0392 kA
ATI 2.2	9.2251 kA
ATF 2.1/1.6	7.5985 kA
ATI 1.5	6.1579 kA
ATI 1.4	5.0744 kA
ATI 1.3	4.0308 kA
ATI 1.2	3.6137 kA
ATI 1.1	3.2724 kA

Tabla A-25 Resultados Escenario 10

A.5.3.1.4 Análisis corriente de cortocircuito en situaciones de funcionamiento degradadas N-3

Escenario 11

Escenario 11	
ATI 1.1	7.5425 kA
ATI 1.2	9.0909 kA
ATI 1.3	10.7859 kA
SET-1	11.6445 kA
ATI 1.4	11.1231 kA
ATI 1.5	8.9482 kA
ATF 1.6/2.1	7.1692 kA
ATI 2.2	6.0238 kA
ATI 2.3	5.1395 kA
ATI 2.4	4.0505 kA
ATI 2.5	3.7257 kA

Tabla A-26 Resultados Escenario 11

Escenario 12

Escenario 12	
ATI 1.1	3.2685 kA
ATI 1.2	3.4768 kA
ATI 1.3	4.0245 kA
ATI 1.4	5.0645 kA
ATI 1.5	6.1429 kA
ATF 1.6/2.1	7.5743 kA
ATI 2.2	9.1754 kA
ATI 2.3	9.6254 kA
SET-2	11.9944 kA
ATI 2.4	11.0033 kA
ATI 2.5	9.6367 kA

Tabla A-27 Resultados Escenario 12


A.5.3.1.5 Conclusiones

Se puede apreciar que los autotransformadores influyen en la corriente de cortocircuito aportando corriente a la misma, no obstante, al disminuir ésta conforme nos alejamos de la subestación, los valores más desfavorables para los centros de autotransformación se dan en la situación de funcionamiento normal (a excepción del centro de autotransformación final) y para las subestaciones cuando alimentan la totalidad de la línea.

A continuación, se presenta una tabla con los valores más desfavorables obtenidos tras el estudio de los doce casos anteriores:

ATI 1.1	7.5623 kA
ATI 1.2	9.1166 kA
ATI 1.3	10.8152 kA
SET-1	11.6445 kA
ATI 1.4	11.1568 kA
ATI 1.5	8.9819 kA
ATF 1.6/2.1	7.5999 kA
ATI 2.2	9.2348 kA
ATI 2.3	11.0454 kA
SET-2	11.9944 kA
ATI 2.4	11.0327 kA
ATI 2.5	9.6656 kA

Tabla A-28 Resultados corriente de cortocircuito de subestaciones y centros de autotransformación

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD A: ANÁLISIS DEL SISTEMA 2X25 kV
--	--	--

A.5.3.2 Resultados con la subestación de tracción en carga

A continuación, se presentan dos tablas con un resumen de los valores más significativos en el sistema con la subestación en carga y de los centros de autotransformación.

	SET-1	SET-2
Tensión nominal de la red	400 kV	
Potencia asignada del transformador	30 MVA	
Primario del transformador de potencia		
Tensión nominal	405 kV	
Corriente nominal	75 A	
Mínima	69.83 A	
Máxima	80.99 A	
Corriente de sobrecarga		
(131.5%) I_n	98.62 A	
(193.7%) I_n	145.27 A	
Corriente nominal ponderada	81.64 A	
Corriente de cortocircuito bifásico		
Mínima	6.86 kA	8.58 kA
Máxima	12.92 kA	16.01 kA
Intensidad dinámica de cortocircuito bifásico		
Mínima	17.15 kA	21.45 kA
Máxima	32.30 kA	40.02 kA
Secundario del transformador de potencia		
Tensión nominal	2 x 27.5 kV	
Corriente nominal	545.45 A	
Corriente de sobrecarga		
(131.5%) I_n	717.27 A	
(193.7%) I_n	1056.54 A	
Corriente nominal ponderada	593.73 A	
Corriente de cortocircuito	11.64 kA	11.99 kA
Intensidad dinámica de cortocircuito	29.10 kA	29.97 kA

Tabla A-29 Resultados subestación en carga

	CENTROS AUTOTRANSFORMACIÓN	
Tensión nominal	2 x 27.5 kV	
Potencia asignada	10 MVA	
Corriente nominal	181.82 A	
Corriente de sobrecarga		
(131.5%) I_n	239.09 A	
(193.7%) I_n	352.18 A	
Corriente nominal ponderada	197.91 A	
	Corriente de cortocircuito	Intensidad dinámica de cortocircuito
ATI 1.1	7.56 kA	18.90 kA
ATI 1.2	9.12 kA	22.80 kA
ATI 1.3	10.81 kA	27.02 kA
ATI 1.4	11.16 kA	27.90 kA
ATI 1.5	8.98 kA	22.45 kA
ATF 1.6/2.1	7.60 kA	19.00 kA
ATI 2.2	9.23 kA	23.07 kA
ATI 2.3	11.04 kA	27.60 kA
ATI 2.4	11.03 kA	27.57 kA
ATI 2.5	9.67 kA	24.17 kA

Tabla A-30 Resultados centros de autotransformación

UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES

B.1 INSTALACIONES ALTA TENSIÓN

B.2 INSTALACIONES MEDIA TENSIÓN

B.3 INSTALACIONES BAJA TENSIÓN

B.4 INSTALACIONES RED DE TIERRA

ÍNDICE

B.1 INSTALACIONES ALTA TENSIÓN.....	5
B.1.1 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	5
B.1.1.1 Entrada de líneas.....	5
B.1.1.2 Instalaciones eléctricas de exterior.....	7
B.1.1.3 Instalaciones eléctricas de interior.....	10
B.1.1.4 Distancias adoptadas.....	11
B.1.2 CONDUCTORES AT 400 kV.....	12
B.1.2.1 Densidad de corriente.....	12
B.1.2.2 Efectos electrodinámicos.....	13
B.1.2.2.1 Resistencia mecánica al cortocircuito.....	14
B.1.2.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	20
B.1.2.3 Cálculos mecánicos.....	22
B.1.2.4 Efecto corona	23
B.1.3 CONDUCTORES AT 55 kV.....	26
B.1.3.1 Conductores en subestaciones.....	26
B.1.3.1.1 Embarrados rígidos.....	26
B.1.3.1.1.1 Intensidad máxima admisible.....	26
B.1.3.1.1.2 Efectos electrodinámicos.....	27
B.1.3.1.1.2.1 Resistencia mecánica al cortocircuito.....	27
B.1.3.1.1.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	32
B.1.3.1.1.3 Cálculos mecánicos.....	33
B.1.3.1.2 Cables aislados de fase.....	35
B.1.3.1.2.1 Intensidad máxima admisible.....	35
B.1.3.1.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	36
B.1.3.2 Conductores en centros de autotransformación.....	37
B.1.3.2.1 Embarrados rígidos.....	37
B.1.3.2.1.1 Intensidad máxima admisible.....	38
B.1.3.2.1.2 Efectos electrodinámicos.....	38
B.1.3.2.1.2.1 Resistencia mecánica al cortocircuito.....	38
B.1.3.2.1.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	44
B.1.3.2.1.3 Cálculos mecánicos.....	46
B.1.3.2.2 Cables aislados fase.....	48
B.1.3.2.2.1 Intensidad máxima admisible.....	49
B.1.3.2.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	50
B.1.4 CONDUCTORES AISLADOS NEUTRO.....	51
B.1.4.1 Neutro de transformadores en subestaciones.....	51
B.1.4.1.1 Intensidad máxima admisible.....	51
B.1.4.1.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	52
B.1.4.2 Neutro de autotransformadores en centros de autotransformación.....	53
B.1.4.2.1 Intensidad máxima admisible.....	53
B.1.4.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	54
B.1.5 APARAMENTA AT 400 kV.....	55
B.1.5.1 Seccionadores de línea y p.a.t.	55
B.1.5.2 Interruptores automáticos.....	56
B.1.5.3 Autoválvulas (Pararrayos).....	57
B.1.5.4 Transformadores de medida y protección.....	62

B.1.5.5 Transformadores de potencia.....	62
B.1.6 APARAMENTA AT 55 kV.....	63
B.1.6.1 Aparamenta en subestaciones.....	63
B.1.6.1.1 Seccionadores de línea	63
B.1.6.1.2 Autoválvulas (Pararrayos).....	63
B.1.6.1.3 Celdas de distribución.....	66
B.1.6.2 Aparamenta en centros de autotransformación.....	67
B.1.6.2.1 Seccionadores de línea	67
B.1.6.2.2 Autoválvulas (Pararrayos).....	67
B.1.6.2.3 Celdas de distribución.....	69
B.1.6.2.4 Autotransformadores.....	71
B.2 INSTALACIONES MEDIA TENSIÓN 27,5 kV.....	71
B.2.1 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	71
B.2.1.1 Distancias adoptadas.....	73
B.2.2 CÁLCULO DE LOS VALORES DE DISEÑO.....	73
B.2.2.1 Datos de partida.....	73
B.2.2.2 Corrientes nominales y de cortocircuito.....	73
B.2.2.3 Resultados.....	75
B.2.3 CONDUCTORES MT 27,5 kV.....	76
B.2.3.1 Conductores de fase en subestaciones.....	76
B.2.3.1.1 Intensidad máxima admisible.....	76
B.2.3.1.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	77
B.2.3.2 Conductores de fase en centros de autotransformación.....	78
B.2.3.2.1 Intensidad máxima admisible.....	79
B.2.3.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	80
B.2.4 CONDUCTORES NEUTRO.....	81
B.2.4.1 Neutro de transformadores SS.AA. en subestaciones.....	81
B.2.4.1.1 Intensidad máxima admisible.....	81
B.2.4.1.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	82
B.2.4.2 Neutro de transformadores SS.AA. en centros de autotransformación.....	83
B.2.4.2.1 Intensidad máxima admisible.....	83
B.2.4.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito.....	84
B.2.5 APARAMENTA MT 27,5 kV.....	86
B.2.5.1 Aparamenta en subestaciones.....	86
B.2.5.1.1 Celdas de distribución.....	86
B.2.5.1.2 Transformadores de servicios auxiliares.....	87
B.2.5.2 Aparamenta en centros de autotransformación.....	87
B.2.5.2.1 Celdas de distribución.....	87
B.2.5.2.2 Transformadores de servicios auxiliares.....	89
B.3 INSTALACIONES BAJA TENSIÓN 230 V.....	90
B.3.1 PREVISIÓN DE POTENCIA.....	90
B.3.1.1 Previsión de potencia en subestaciones.....	90
B.3.1.2 Previsión de potencia en centros de autotransformación.....	91
B.3.2 PLANIFICACIÓN DEL ALUMBRADO.....	92
B.3.2.1 Alumbrado en subestaciones.....	92
B.3.2.1.1 Alumbrado exterior.....	92
B.3.2.1.2 Alumbrado interior.....	94
B.3.2.1.3 Alumbrado de emergencia.....	107

B.3.2.2 Alumbrado en centros de autotransformación.....	109
B.3.2.2.1 Alumbrado exterior.....	109
B.3.2.2.2 Alumbrado interior.....	113
B.3.2.2.3 Alumbrado de emergencia.....	127
B.3.3 CONDUCTORES BT 230 V.....	130
B.3.3.1 Conductores en subestaciones.....	130
B.3.3.1.1 Transformadores SS.AA.....	130
B.3.3.1.2 Grupos electrógenos.....	132
B.3.3.1.3 Cuadro de alumbrado y fuerza.....	133
B.3.3.1.4 Alumbrado.....	134
B.3.3.1.4.1 Alumbrado interior.....	134
B.3.3.1.4.2 Alumbrado exterior.....	141
B.3.3.1.5 Tomas de fuerza.....	149
B.3.3.1.5.1 Tomas de fuerza interiores.....	149
B.3.3.1.5.2 Tomas de fuerza exteriores.....	153
B.3.3.2 Conductores en centros de autotransformación.....	157
B.3.3.2.1 Centros de autotransformación intermedios.....	157
B.3.3.2.1.1 Transformadores SS.AA.....	157
B.3.3.2.1.2 Cuadro alumbrado y fuerza.....	159
B.3.3.2.1.3 Alumbrado.....	160
B.3.3.2.1.3.1 Alumbrado interior.....	160
B.3.3.2.1.3.2 Alumbrado exterior.....	165
B.3.3.2.1.4 Tomas de fuerza.....	169
B.3.3.2.1.4.1 Tomas de fuerza interiores.....	169
B.3.3.2.1.4.2 Tomas de fuerza exteriores.....	174
B.3.3.2.2 Centro de autotransformación final.....	176
B.3.3.2.2.1 Transformadores SS.AA.....	176
B.3.3.2.2.2 Cuadro alumbrado y fuerza.....	177
B.3.3.2.2.3 Alumbrado.....	179
B.3.3.2.2.3.1 Alumbrado interior.....	179
B.3.3.2.2.3.2 Alumbrado exterior.....	184
B.3.3.2.2.4 Tomas de fuerza.....	189
B.3.3.2.2.4.1 Tomas de fuerza interiores.....	189
B.3.3.2.2.4.2 Tomas de fuerza exteriores.....	193
B.3.4 APARAMENTA BT 230 V.....	197
B.3.4.1 Grupos electrógenos en subestaciones.....	197
B.4 INSTALACIONES RED DE TIERRA.....	197
B.4.1 REDES DE TIERRA INFERIORES.....	197
B.4.1.1 Redes de tierra inferiores en subestaciones.....	197
B.4.1.1.1 Características del suelo.....	198
B.4.1.1.2 Corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo de eliminación del defecto.....	198
B.4.1.1.3 Sección mínima del conductor.....	198
B.4.1.1.4 Resistencia del sistema de tierra.....	200
B.4.1.1.5 Tensiones de contacto y de paso.....	201
B.4.1.2 Redes de tierra inferiores en centros de autotransformación.....	207
B.4.1.2.1 Características del suelo.....	207
B.4.1.2.2 Corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo de eliminación del defecto.....	207
B.4.1.2.3 Sección mínima del conductor.....	208

B.4.1.2.4 Resistencia del sistema de tierra.....	211
B.4.1.2.5 Tensiones de contacto y de paso.....	213
B.4.2 REDES DE TIERRA SUPERIORES.....	220
B.4.2.1 Redes de tierra superiores en subestaciones.....	221
B.4.2.1.1 Frecuencia esperada de impactos Ne.....	221
B.4.2.1.2 Riesgo admisible de impactos Na.....	223
B.4.2.1.3 Nivel de protección requerido.....	223
B.4.2.1.4 Dimensionamiento del sistema de protección contra descargas atmosféricas.....	224
B.4.2.1.5 Selección del pararrayos y del cable de guarda.....	225
B.4.2.1.5.1 Cálculo mecánico del cable de guarda.....	226
B.4.2.1.5.1.1 Flechas mínimas.....	227
B.4.2.1.5.1.2 Flechas máximas.....	229
B.4.2.2 Redes de tierra superiores en centros de autotransformación.....	235
B.4.2.2.1 Frecuencia esperada de impactos Ne.....	235
B.4.2.2.2 Riesgo admisible de impactos Na.....	238
B.4.2.2.3 Nivel de protección requerido.....	238

B.1 Instalaciones Alta Tensión

B.1.1 Distancias de seguridad

En las subestaciones y centros de autotransformación, las distancias mínimas vienen determinadas por los niveles de aislamiento descritos en la ITC-RAT 12 y las distancias para pasillos y zonas de protección descritas en las ITC-RAT 14 e ITC-RAT 15 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT). No obstante, para las bajantes de 400 kV en los pórticos de entrada de líneas de las subestaciones, se tendrán en cuenta igualmente las distancias mínimas de seguridad descritas en la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT).

Estos valores son los mínimos determinados por consideraciones de tipo eléctrico, por lo que en ciertos casos, deben ser incrementados para tener en cuenta otros conceptos como tolerancias de construcción, efectos de cortocircuitos, efectos del viento, seguridad del personal, etc.

B.1.1.1 Entrada de líneas

Distancias entre conductores

Según la ITC-LAT 07, la distancia entre los conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Con este objeto, la separación mínima entre conductores de fase se determinará por la fórmula siguiente:

$$D = K\sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp} = 0,65\sqrt{0 + 0} + 0,85 \cdot 3,20 = 2,72 \text{ m}$$

Siendo,

K : Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento

F : Flecha máxima (m)

L : Longitud de la cadena de suspensión (m)

K' : Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea

D_{pp} : Distancia mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase (m)

El coeficiente K se obtiene de la tabla 16 de la ITC-LAT 07 en función de los valores de las tangentes del ángulo de oscilación de los conductores y de la tensión nominal de la línea. Vienen dados, para cada caso de carga, por el cociente de la sobrecarga de viento dividida por el peso propio más la sobrecarga de hielo (si procede).

$$\phi_{SET1} = \text{atan}\left(\frac{F_c}{F_p + F_{h_SET1}}\right) = \text{atan}\left(\frac{289,84}{179,72 + 99,28}\right) = 46,09^\circ$$

$$\phi_{SET2} = \operatorname{atan}\left(\frac{F_c}{F_p}\right) = \operatorname{atan}\left(\frac{289,84}{179,72}\right) = 58,20^\circ$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de los conductores (N)

F_c : carga motivada por el viento (N)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (N)

$$K = 0,65$$

Angulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

Tabla B-1 Tabla 16 ITC-LAT 07

El valor de la distancia mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva D_{pp} se indica en la tabla 15 de la ITC-LAT 07 en función de la tensión más elevada de la línea.

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{ai} (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

Tabla B-2 Tabla 15 ITC-LAT 07

Distancias entre conductores y a partes puestas a tierra

Según la ITC-LAT 07, la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a D_{el} , con un mínimo de 0,2 m.

$$D' = D_{el} = 2,80 \text{ m}$$

Siendo,

D_{el} : Distancia mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra (m)

El valor de la distancia mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva D_{el} se indica en la tabla 15 de la ITC-LAT 07 en función de la tensión más elevada de la línea.

Distancias de los conductores al terreno

Según la ITC-LAT 07, la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno a una altura mínima de:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,3 + 2,80 = 8,10 \text{ m}$$

Con un mínimo de 6 metros.

Siendo,

D_{el} : Distancia mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra (m)

El valor de la distancia mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva D_{el} se indica en la tabla 15 de la ITC-LAT 07 en función de la tensión más elevada de la línea.

B.1.1.2 Instalaciones eléctricas de exterior**Distancias fase a tierra y entre fases**

Las distancias mínimas se establecen, de acuerdo al nivel de aislamiento adoptado, según las tablas 2 y 3 de la ITC-RAT 12.

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U_m) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
145	230	550	1100
	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Tabla B-3 Tabla 2 ITC-RAT 12

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U_m) kV (eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A IMPULSOS TIPO RAYO 1,2/50 μ s kV (valor de cresta)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO MANIOBRA Fase a tierra 250/2500 μ s kV (valor de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra (mm)		TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO MANIOBRA Entre fases 250/2500 μ s kV (valor de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire entre fases (mm)	
			Conductor/ estructura (mm) (*)	Punta/ estructura (mm) (*)		Conductor/ conductor (paralelos) (mm) (*)	Punta/ conductor (mm) (*)
420	1050	850	1900	2400	1360	2900	3400
	1175		2200				
	1175	950	2200	2900	1425	3100	3600
	1300		2400				
	1300 1425	1050	2600	3400	1575	3600	4200
(*) Las configuraciones "punta-estructura" y "punta-conductor" son las más desfavorables que normalmente puede encontrarse; las configuraciones "conductor-estructura" y "conductor-conductor (paralelos)" cubren un amplio campo de configuraciones normales y resultan menos desfavorables que las anteriores.							

Tabla B-4 Tabla 3 ITC-RAT 12

Según la tabla 3, para el nivel de tensión de 400 kV ($U_m=420$ kV), teniendo en cuenta una tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo de 1425 kV, se determinan las siguientes distancias mínimas a cumplir:

- Distancia mínima fase a tierra: en el caso de conductor/estructura se establecerá una distancia mínima de 2600 mm, y para el caso de punta/estructura, la distancia mínima será de 3400 mm.

· Distancia mínima entre fases: en el caso de conductor/conductor se establecerá una distancia mínima de 3600 mm, y para el caso de punta/conductor, la distancia mínima será de 4200 mm.

Según la tabla 2, para un nivel de tensión de 55 kV ($U_m=58$ kV), se determinan las siguientes distancias mínimas a cumplir:

- Distancia mínima fase a tierra: 630 mm
- Distancia mínima entre fases: 630 mm

Distancias en pasillos de servicio

Según la ITC-RAT 15, la anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.

Esta anchura no será inferior a la que a continuación se indica según los casos:

- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un sólo lado, 1 m
- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados, 1,2 m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un sólo lado, 0,8 m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados, 1 m

Los anteriores valores deberán ser totalmente libres, es decir, medidos entre las partes salientes que pudieran existir, tales como mando amovibles de aparatos, barandillas, etc. El ancho libre del pasillo será al menos de 0,5 m cuando las partes móviles o las puertas abiertas de los equipos, interfieran en la ruta hacia la salida.

Adicionalmente, los elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima H sobre el suelo igual a:

$$H_{55kV} = 250 + d_{55kV} = 250 + 63 = 313 \text{ cm}$$

$$H_{400kV} = 250 + d_{400kV} = 250 + 260 = 510 \text{ cm}$$

Siendo,

d_{55kV} : distancia según la tabla 2 de la ITC-RAT 12 (cm)

d_{400kV} : distancia conductor/estructura según la tabla 3 de la ITC-RAT 12 (cm)

En las zonas accesibles, la parte más baja de cualquier elemento aislante estará situada a una altura mínima sobre el suelo de 230 cm.

Distancias en zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto de la instalación

Según la ITC-RAT 15, los sistemas de protección que deban establecerse guardarán unas distancias mínimas medidas en horizontal a los elementos en tensión que se respetarán en

toda zona comprendida entre el suelo y una altura de 200 cm que, según el sistema de protección elegido y expresadas en centímetros, serán:

- De los elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima:

$$B_{55kV} = d_{55kV} + 3 = 63 + 3 = 66 \text{ cm}$$

$$B_{400kV} = d_{400kV} + 3 = 260 + 3 = 263 \text{ cm}$$

- De los elementos en tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima:

$$C_{55kV} = d_{55kV} + 10 = 63 + 10 = 73 \text{ cm}$$

$$C_{400kV} = d_{400kV} + 10 = 260 + 10 = 270 \text{ cm}$$

Siendo,

d_{55kV} : distancia según la tabla 2 de la ITC-RAT 12 (cm)

d_{400kV} : distancia conductor/estructura según la tabla 3 de la ITC-RAT 12 (cm)

Distancias en zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación

Según la ITC-RAT 15, para evitar los contactos accidentales desde el exterior del cierre del recinto de la instalación con los elementos en tensión, deberá existir como mínimo entre éstos y el cierre la distancia horizontal que a continuación se indica:

- De los elementos en tensión al cierre cuando éste es un enrejado de cualquier altura $k \geq 220$ cm:

$$G_{55kV} = d_{55kV} + 150 = 63 + 150 = 213 \text{ cm}$$

$$G_{400kV} = d_{400kV} + 150 = 260 + 150 = 410 \text{ cm}$$

Siendo,

d_{55kV} : distancia según la tabla 2 de la ITC-RAT 12 (cm)

d_{400kV} : distancia conductor/estructura según la tabla 3 de la ITC-RAT 12 (cm)

B.1.1.3 Instalaciones eléctricas de interior

Distancias en pasillos de servicio

Según la ITC-RAT 14, la anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.

Esta anchura no será inferior a la que a continuación se indica según los casos:

- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un sólo lado, 1 m
- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados, 1,2 m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un sólo lado, 0,8 m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados, 1 m

Los anteriores valores deberán ser totalmente libres, es decir, medidos entre las partes salientes que pudieran existir, tales como mando amovibles de aparatos, barandillas, etc. El ancho libre del pasillo será al menos de 0,5 m cuando las partes móviles o las puertas abiertas de los equipos, interfieran en la ruta hacia la salida.

En cualquier caso, estos pasillos deberán estar libres de todo obstáculo hasta una altura de 230 cm.

A estos efectos no se considerarán pasillos los sótanos de cables o servicio. Cuando se trate de sótanos de cables la altura mínima de los mismos deberá ser tal que se respete la curvatura máxima admisible de los cables, y permita labores de instalación y mantenimiento.

Distancias en zonas de protección para instalaciones eléctricas en el interior de edificios industriales

Según la ITC-RAT 14, en locales en el interior de edificios industriales, siempre que sean instalaciones eléctricas de tercera categoría en celdas bajo envolvente metálica y grado de protección IP 41 (UNE 20324) e IK 10 (UNE-EN 50102) y que no contengan aparatos o transformadores con líquidos combustibles, éstas podrán situarse en cualquier punto del local, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) No estar situadas bajo las áreas barridas por puentes-grúas monocarriles, y otros aparatos de manutención
- b) Estar rodeadas de una barandilla de protección de un metro de altura y separada horizontalmente un mínimo de un metro de la citada envolvente, de forma que impida la aproximación involuntaria a la instalación

Distancias para garantizar la evacuación de gases en caso de defectos internos

Según la ITC-RAT 14, para garantizar la seguridad de los operadores, y cuando proceda del público en general, en casos de defectos internos en alta tensión, se respetarán las condiciones de instalación establecidas por el fabricante en su manual de instrucciones, como por ejemplo, las distancias mínimas entre las celdas y las paredes traseras y laterales.

B.1.1.4 Distancias adoptadas

En el documento *Planos*, junto con la disposición en planta y alzado de las instalaciones, se muestran las distancias finales adoptadas; superándose en todo caso, las distancias mínimas marcadas por la normativa.

B.1.2 Conductores AT 400 kV

Para las bajantes de la líneas trifásicas de 400 kV de REE y la conexión de la aparamenta de los parques exteriores se utilizarán dos cables por fase de aluminio-acero GENERAL CABLE 485-AL1/63-ST1A (LA-545) con las siguientes características:

Denominación	Sección trans.			Equiv.Cu. mm ²	Nº de alambres y diam.		Diám. ext. mm
	mm ² Aluminio	mm ² Acero	mm ² Total		Nºx mm Aluminio	Nºx mm Acero	
LA-545	484,5	62,8	547,3	305	54X3,38	7X3,38	30,42

Composición	Módulo de elasticidad Kg/mm ²	Coefficiente de dilatación lineal °C
54+7	8,000	19.3 x 10 ⁻⁶

Peso unitario			Carga de rotura KN	Resist. electr. a 20°C ohm/km
kg/km Aluminio	kg/km Acero	kg/km Total	KN	ohm/km
1,340,0	492,0	1,832,0		
			148,50	0,0596



Figura B.1 Características conductor LA-545

B.1.2.1 Densidad de corriente

La máxima densidad de corriente en los conductores no puede sobrepasar los valores de la tabla 11 de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT).

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente A/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Tabla B-5 Tabla 11 ITC-LAT 07

Para calcular la densidad de corriente máxima del conductor elegido, observamos que dicho valor de sección no aparece en la tabla y que teniendo en cuenta que nuestro conductor es de aluminio-acero, el reglamento establece elegir la sección correspondiente como si fuese de aluminio y multiplicarlo por un coeficiente de reducción. Al tener nuestro conductor una composición de 54+7, el coeficiente de reducción a aplicar será de 0,95.

Para conductores de aluminio, dicha tabla indica que para una sección de 500 mm^2 se admite una densidad de $1,80 \text{ A/mm}^2$ y para una sección de 600 mm^2 se admite de hasta $1,65 \text{ A/mm}^2$. Interpolando entre los dos valores, resulta una densidad máxima de $1,73 \text{ A/mm}^2$ para la sección de $547,3 \text{ mm}^2$.

Luego la densidad de corriente máxima será de:

$$\delta_{\max (A-545)} = \delta_{Al} \cdot k = 1,73 \cdot 0,95 = 1,64 \text{ A/mm}^2$$

Siendo,

δ_{Al} : densidad de corriente máxima del conductor de aluminio (A/mm^2)

k : coeficiente de reducción

La intensidad máxima que circulará por los conductores corresponde a una sobrecarga del 193,7% que, según la Tabla A-29, es de 145,27 A.

Para soportar el paso de la corriente anterior, será necesario que los conductores puedan soportar una densidad de corriente máxima de:

$$\delta_{\max} = \frac{I_{\text{sobrecarga (193,7\%)}}}{s \cdot n} = \frac{145,27}{547,3 \cdot 2} = 0,13 \text{ A/mm}^2$$

Siendo,

$I_{\text{sobrecarga (193,7\%)}}$: intensidad máxima bajo sobrecarga (A)

s : sección del conductor (mm^2)

n : número de conductores por fase

Podemos concluir que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$\delta_{\max (A-545)} = 1,64 \text{ A/mm}^2 > \delta_{\max} = 0,13 \text{ A/mm}^2$$

B.1.2.2 Efectos electrodinámicos

Para calcular los esfuerzos electrodinámicos a los que se van a ver sometidas las bajantes de 400 kV ante un cortocircuito, se considerará el caso más desfavorable que se puede presentar, siendo éste, el de la corriente de cortocircuito bifásico obtenida partiendo de la corriente de cortocircuito trifásico impuesta por REE (50 kA, según tabla A-4), resultando un valor de 43,30 kA.

Dicho cálculo se realizará según el método establecido por la norma UNE-EN 60865-1.

B.1.2.2.1 Resistencia mecánica al cortocircuito

Efectos en conductores principales verticales (bajantes)

La fuerza de flexión que experimentarán los conductores, en el punto más bajo de fijación, debido al cortocircuito será de:

$$F_{t,d} = \frac{5}{3} l_v \frac{\mu_0}{2\pi} \frac{(I_{cc})^2}{a} \frac{l_v}{w} = \frac{5}{3} 10 \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \frac{(43,30 \cdot 10^3)^2}{6} \frac{10}{5,36} = 1943,29 \text{ N}$$

Siendo,

l_v : longitud de la cuerda de los conductores de la bajante (m)

μ_0 : permeabilidad del vacío (H/m)

I_{cc} : corriente de cortocircuito bifásico (A)

a : distancia entre ejes de conductores de fase (m)

w : anchura de la bajante (m)

El desplazamiento horizontal máximo, que sólo depende de la geometría del vano, vendrá dado por:

$$b_h = \left[0,60 \sqrt{\frac{l_v}{l} - 1} + 0,44 \left(\frac{l_v}{l} - 1 \right) - 0,32 \ln \frac{l_v}{l} \right] \frac{l^2}{l_v}$$

$$= \left[0,60 \sqrt{\frac{10}{8,76} - 1} + 0,44 \left(\frac{10}{8,76} - 1 \right) - 0,32 \ln \frac{10}{8,76} \right] \frac{8,76^2}{10} = 1,88 \text{ m}$$

Siendo,

l_v : longitud de la cuerda de los conductores de la bajante (m)

l : distancia diagonal entre los dos puntos de fijación de la bajante (m)

Por lo que la distancia mínima en el aire es:

$$a_{min} = a - 2b_h = 6 - 2 \cdot 1,88 = 2,24 \text{ m}$$

Siendo,

a : distancia entre ejes de conductores de fase (m)


b_h : desplazamiento horizontal máximo (m)

Efectos sobre conductores en haz

Dimensiones y parámetros característicos

Al presentarse una configuración en haz de dos conductores, la fuerza de tracción será de:

$$F_{pi,d} = 1,1 \cdot F_{t,d} = 1,1 \cdot 1943,29 = 2137,62 \text{ N}$$

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

Siendo

$F_{t,d}$: fuerza de flexión en el punto más bajo de fijación (N)

La fuerza de la corriente de cortocircuito en los conductores del haz será:

$$F_v = (n - 1) \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_{cc}}{n} \right)^2 \frac{l_s}{a_s} \frac{v_2}{v_3} = (2 - 1) \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \left(\frac{43,30 \cdot 10^3}{2} \right)^2 \frac{3}{0,1} \frac{1,9}{0,5} = 10686,87 \text{ N}$$

Siendo,

n : número de conductores por fase

μ_0 : permeabilidad del vacío (H/m)

I_{cc} : corriente de cortocircuito bifásico (A)

l_s : distancia entre piezas de conexión de los conductores (m)

a_s : distancia entre conductores del haz (m)

v_2, v_3 : factores para el cálculo

El factor v_2 se obtiene de la figura 9, de la norma UNE-EN 60865-1, según el valor de v_1 :

$$v_1 = f \frac{1}{\sin \frac{180^\circ}{n}} \sqrt{\frac{(a_s - d)m'_s}{\frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_{cc}}{n} \right)^2 \frac{n-1}{a_s}}} = 50 \frac{1}{\sin \frac{180^\circ}{2}} \sqrt{\frac{(0,1 - 0,03042)1,832}{\frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \left(\frac{43,30 \cdot 10^3}{2} \right)^2 \frac{2-1}{0,1}}} = 0,58$$

$$v_2 = 1,9$$

Siendo,

f : frecuencia del sistema (Hz)

n : número de conductores por fase

a_s : distancia entre conductores del haz (m)

d : diámetro exterior de los conductores (m)

m'_s : masa por unidad de longitud de los conductores (kg/m)

μ_0 : permeabilidad del vacío (H/m)

I_{cc} : corriente de cortocircuito bifásico (A)

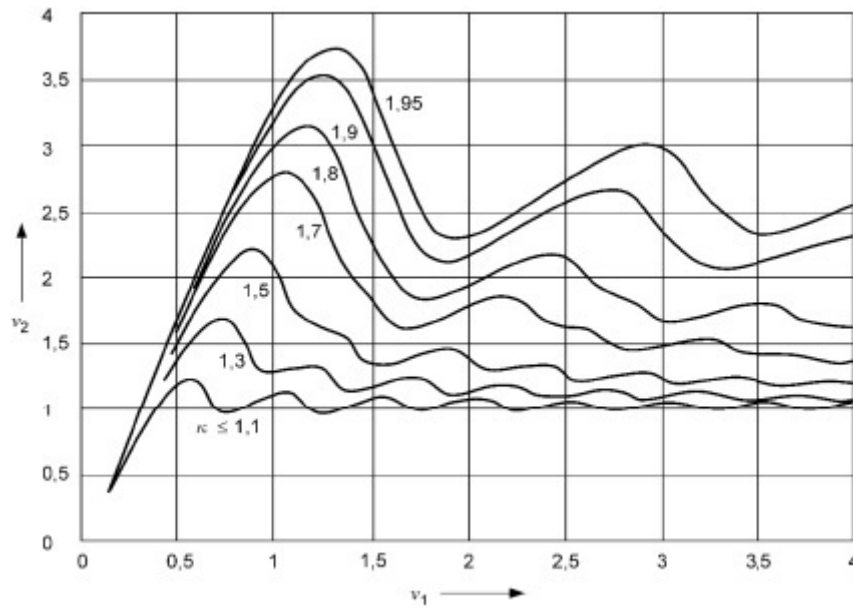


Figura B.2 Figura 9 norma UNE-EN 60865-1

El factor v_3 se obtiene de la figura 10 de la norma UNE-EN 60865-1:

$$v_3 = 0,5$$

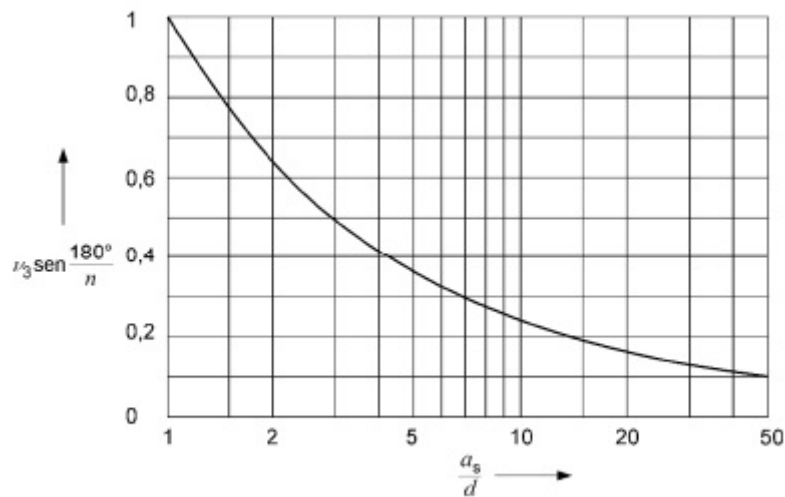


Figura B.3 Figura 10 norma UNE-EN 60865-1

Los factores de deformación que caracterizan la contracción del haz se calcularán según:

$$\varepsilon_{st_SET1} = 1,5 \frac{F_{st_SET1} l_s^2 N}{(a_s - d)^2} \left(\sin \frac{180^\circ}{n} \right)^2 = 1,5 \frac{402,30 \cdot 3^2 \cdot 1,15 \cdot 10^{-6}}{(0,1 - 0,03042)^2} \left(\sin \frac{180^\circ}{2} \right)^2 = 1,29$$

$$\varepsilon_{st_SET2} = 1,5 \frac{F_{st_SET2} l_s^2 N}{(a_s - d)^2} \left(\sin \frac{180^\circ}{n} \right)^2 = 1,5 \frac{341,04 \cdot 3^2 \cdot 1,15 \cdot 10^{-6}}{(0,1 - 0,03042)^2} \left(\sin \frac{180^\circ}{2} \right)^2 = 1,09$$

$$\varepsilon_{pi} = 0,375n \frac{F_v l_s^3 N}{(a_s - d)^3} \left(\sin \frac{180^\circ}{n} \right)^3 = 0,375 \cdot 2 \frac{10686,87 \cdot 3^3 \cdot 1,15 \cdot 10^{-6}}{(0,1 - 0,03042)^3} \left(\sin \frac{180^\circ}{2} \right)^3$$

$$= 738,8$$

Siendo,

F_{st} : fuerza de tracción estática en los conductores (N)

F_v : fuerza de la corriente de cortocircuito en los conductores del haz (N)

l_s : distancia entre piezas de conexión de los conductores (m)

N : norma de rigidez (1/N)

a_s : distancia entre conductores del haz (m)

d : diámetro exterior de los conductores (m)

n : número de conductores por fase

La máxima fuerza de tracción estática en los conductores (F_{st}) es la obtenida de los cálculos mecánicos, por lo que ésta será:

$$F_{st_SET1} = F_{t_SET1} = 402,30 \text{ N}$$

$$F_{st_SET2} = F_{t_SET2} = 341,04 \text{ N}$$

La norma de rigidez viene dada por:

$$N = \frac{1}{S \cdot l} + \frac{1}{n \cdot E \cdot A_s} = \frac{1}{100 \cdot 10^3 \cdot 8,76} + \frac{1}{2 \cdot 7,84 \cdot 10^{10} \cdot 547,3 \cdot 10^{-6}} = 1,15 \cdot 10^{-6} \frac{1}{N}$$

Siendo,

S : constante de elasticidad (N/m)

l : distancia diagonal entre los dos puntos de fijación de la bajante (m)

n : número de conductores por fase

E : módulo de Young (N/m²)

A_s : sección transversal de los conductores (m²)

El parámetro j determina la configuración del haz durante el paso de la corriente de cortocircuito:

$$j_{SET1} = \sqrt{\frac{\varepsilon_{pi}}{1 + \varepsilon_{st_SET1}}} = \sqrt{\frac{738,8}{1 + 1,29}} = 17,96$$

$$j_{SET2} = \sqrt{\frac{\varepsilon_{pi}}{1 + \varepsilon_{st_SET2}}} = \sqrt{\frac{738,8}{1 + 1,09}} = 18,80$$

Siendo,

ε_{pi} , ε_{st} : factores de deformación de la contracción del haz

Como $j \geq 1$, los conductores del haz entrechocan durante el cortocircuito

Fuerza de tracción $F_{pi,d}$ en caso de entrechocar los conductores

La fuerza de tracción en este caso será de:

$$F_{pi,d_SET1} = F_{st_SET1} \left(1 + \frac{v_{e_SET1}}{\varepsilon_{st_SET1}} \xi_{SET1} \right) = 402,30 \left(1 + \frac{2,35}{1,29} 7,75 \right) = 6082,06 \text{ N}$$

$$F_{pi,d_SET2} = F_{st_SET2} \left(1 + \frac{v_{e_SET2}}{\varepsilon_{st_SET2}} \xi_{SET2} \right) = 341,04 \left(1 + \frac{2,18}{1,09} 8,025 \right) = 5814,73 \text{ N}$$

Siendo,

F_{st} : fuerza de tracción estática en los conductores (N)

v_e : factor para el cálculo

ε_{st} : factor de deformación de la contracción del haz

ξ : factor para el cálculo cuando entrechocan los conductores

El factor ξ se obtiene de la figura 11, de la norma UNE-EN 60865-1, según los valores de j y ε_{st} :

$$\xi_{SET1} = 7,75$$

$$\xi_{SET2} = 8,025$$

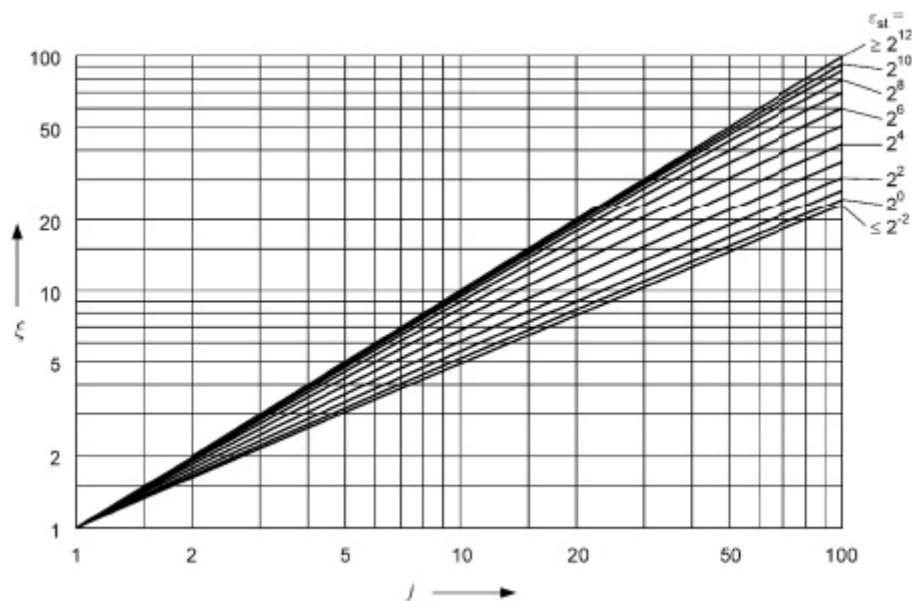


Figura B.4 Figura 11 norma UNE-EN 60865-1

El factor v_e se obtiene de:

$$v_{e_SET1} = \frac{1}{2} + \left[\frac{9}{8} n(n-1) \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_{cc}}{n} \right)^2 N v_2 \left(\frac{l_s}{a_s - d} \right)^4 \frac{\left(\sin \frac{180^\circ}{n} \right)^4}{\xi_{SET1}^3} \left\{ 1 - \frac{\text{atan} \sqrt{v_4}}{\sqrt{v_4}} \right\} - \frac{1}{4} \right]^{1/2}$$

$$= \frac{1}{2} + \left[\frac{9}{8} 2(2-1) \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \left(\frac{43,30 \cdot 10^3}{2} \right)^2 1,15 \cdot 10^{-6} \cdot 1,9 \left(\frac{3}{0,1 - 0,03042} \right)^4 \frac{\left(\sin \frac{180^\circ}{2} \right)^4}{7,75^3} \left\{ 1 - \frac{\text{atan} \sqrt{2,29}}{\sqrt{2,29}} \right\} - \frac{1}{4} \right]^{1/2} = 2,35$$

$$v_{e_SET2} = \frac{1}{2} + \left[\frac{9}{8} n(n-1) \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_{cc}}{n} \right)^2 N v_2 \left(\frac{l_s}{a_s - d} \right)^4 \frac{\left(\sin \frac{180^\circ}{n} \right)^4}{\xi_{SET2}^3} \left\{ 1 - \frac{\text{atan} \sqrt{v_4}}{\sqrt{v_4}} \right\} - \frac{1}{4} \right]^{1/2}$$

$$= \frac{1}{2} + \left[\frac{9}{8} 2(2-1) \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \left(\frac{43,30 \cdot 10^3}{2} \right)^2 1,15 \cdot 10^{-6} \cdot 1,9 \left(\frac{3}{0,1 - 0,03042} \right)^4 \frac{\left(\sin \frac{180^\circ}{2} \right)^4}{8,025^3} \left\{ 1 - \frac{\text{atan} \sqrt{2,29}}{\sqrt{2,29}} \right\} - \frac{1}{4} \right]^{1/2} = 2,18$$

Con

$$v_4 = \frac{a_s - d}{d} = \frac{0,1 - 0,03042}{0,03042} = 2,29$$

Siendo,

n : número de conductores por fase

μ_0 : permeabilidad del vacío (H/m)

I_{cc} : corriente de cortocircuito bifásico (A)

N : norma de rigidez (1/N)

v_2 : factor para el cálculo

l_s : distancia entre piezas de conexión de los conductores (m)

a_s : distancia entre conductores del haz (m)

d : diámetro exterior de los conductores (m)

ξ : factor para el cálculo cuando entrec chocan los conductores

v_4 : factor para el cálculo

Conclusiones

El cable tiene suficiente resistencia a la tracción durante el cortocircuito, ya que:

$$T_{r(LA-545)} = 148,50 \text{ kN} > \begin{cases} F_{pi,d_SET1} = 6082,06 \text{ N} = 6,08 \text{ kN} \\ F_{pi,d_SET2} = 5814,73 \text{ N} = 5,81 \text{ kN} \end{cases}$$

Siendo,

T_r : carga de rotura de los conductores (kN)

El desplazamiento horizontal máximo es 1,88 m y la distancia mínima en el aire es 2,24 m.

B.1.2.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

Calentamiento en los conductores

Según lo especificado en la norma UNE-EN 60865-1, el calentamiento de un conductor debido a un cortocircuito, depende de la duración de la corriente de cortocircuito, de la intensidad térmica equivalente de corta duración y del material que lo constituye.

Las temperaturas máximas recomendadas durante un cortocircuito se indican en la tabla 6 de dicha norma:

Tipo de conductor	Temperatura máxima recomendada de un conductor durante un cortocircuito (°C)
Conductor desnudo, macizo o trenzado: cobre, aluminio o aleación de aluminio	200
Conductor desnudo, macizo o trenzado: Acero	300

Tabla B-6 Tabla 6 norma UNE-EN 60865-1

Resistencia térmica de corta duración

Los conductores tendrán una resistencia térmica de corta duración suficiente, si la densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito S_{th} cumple con la relación siguiente:

$$S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

Siendo,

S_{thr} : valor asignado de corta duración de la densidad de corriente (A/mm²)

T_{kr} : tiempo de corta duración asignado (s)

T_k : duración de la corriente de cortocircuito (s)

Por lo cual:

$$S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 81,8 \sqrt{\frac{1}{0,5}} = 115,68 \text{ A/mm}^2$$

El valor de S_{thr} se obtiene de la figura 13b de la norma UNE-EN 60865-1, para $T_{kr} = 1 \text{ s}$ y según los valores de θ_b y θ_e (temperatura inicial y final de los conductores durante el cortocircuito).

Para $\theta_b = 85 \text{ °C}$ y $\theta_e = 200 \text{ °C}$

$$S_{thr} = 81,8 \text{ A/mm}^2$$

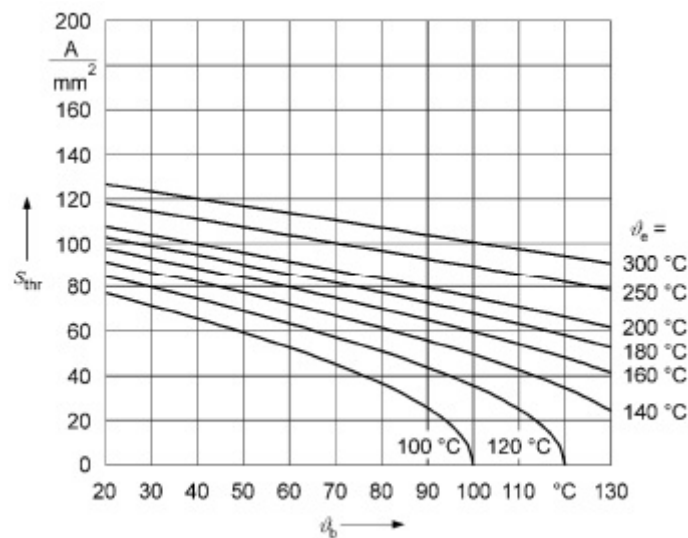


Figura B.5 Figura 13b norma UNE-EN 60865-1

La corriente térmica equivalente de corta duración es:

$$I_{th} = I_{cc} \sqrt{m+n} = 43,30 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 43,30 \text{ kA}$$

Siendo,

I_{cc} : corriente de cortocircuito bifásico (A)

m, n : factores para el efecto térmico

Según la norma UNE-EN 60909-0, para $T_k = 0,5 \Rightarrow m+n = 1$

La densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito es:

$$S_{th} = \frac{I_{th}}{A \cdot n} = \frac{43,30 \cdot 10^3}{484,5 \cdot 2} = 44,68 \text{ A/mm}^2$$

Siendo,

I_{th} : corriente térmica equivalente de corta duración (A)

A: sección transversal de aluminio de los conductores (mm²)
n: número de conductores por fase

Conclusión

El cable tiene suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$S_{th} = 44,68 \text{ A/mm}^2 \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 115,68 \text{ A/mm}^2$$

B.1.2.3 Cálculos mecánicos

De acuerdo con ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), la tracción máxima de los conductores no resultará superior a su carga de rotura, mínima dividida por 2,5, al tratarse de conductores cableados, considerándoles sometidos a las hipótesis de sobrecarga establecidas por éste.

$$F_{Tmax (LA-545)} = \frac{T_{r(LA-545)}}{2,5} = \frac{148,50}{2,5} = 59,40 \text{ kN}$$

Siendo,

T_r : carga de rotura de los conductores (kN)

Cargas y sobrecargas

Cargas motivadas por el viento

$$F_c = q \cdot A_{pol} = 95,28 \cdot 0,3042 = 28,984 \text{ daN} = 289,84 \text{ N}$$

Siendo,

q : presión del viento (daN/m²)

A_{pol} : área proyectada en el plano normal a la dirección del viento(m²)

Sobrecargas motivadas por el hielo

Sólo se calculará esta sobrecarga para los conductores de la SET-1, al encontrarse ésta en zona B.

$$F_h = 0,18 \cdot \sqrt{d} = 0,18 \cdot \sqrt{30,42} = 0,99277 \frac{\text{daN}}{\text{m}} = 99,28 \text{ N}$$

Siendo,

d : diámetro del conductor (mm)

Fuerza de tracción resultante

Teniendo en cuenta la fuerza ejercida por el propio peso de los conductores, cuyo valor es:

$$F_p = m \cdot l = 1,832 \cdot 10 = 18,32 \text{ kg} = 179,72 \text{ N}$$

Siendo,

m : masa por unidad de longitud de los conductores (kg/m)

l : longitud de los conductores de la bajante (m)

Las fuerzas de tracción en los conductores de las bajantes de las subestaciones serán:

$$F_{t_SET1} = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + F_c^2} = \sqrt{(179,72 + 99,28)^2 + 289,84^2} = 402,30 \text{ N}$$

$$F_{t_SET2} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{179,72^2 + 289,84^2} = 341,04 \text{ N}$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de los conductores (N)

F_c : carga motivada por el viento (N)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (N)

Conclusión

El cable tiene suficiente resistencia a la tracción, ya que:

$$F_{Tmax (LA-545)} = 59,40 \text{ kN} > \begin{cases} F_{t_SET1} = 402,30 \text{ N} = 0,40 \text{ kN} \\ F_{t_SET2} = 341,04 \text{ N} = 0,34 \text{ kN} \end{cases}$$

Siendo,

F_{Tmax} : tracción máxima de los conductores (kN)

B.1.2.4 Efecto corona

Según la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), se debe comprobar que no se produce efecto corona en los conductores de las líneas de tensión nominal superior a 66 kV, puesto que este efecto puede producir pérdidas de potencia, perturbaciones radioeléctricas y deterioro del material.

La tensión para la que el gradiente de potencial es igual a la rigidez dieléctrica del aire, se llama tensión crítica disruptiva y viene dada por la fórmula de Peek:

$$U_{c_SET1} = \frac{29,8\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \delta_{SET1} \cdot r_c \cdot n \cdot m_c \cdot m_t \cdot \ln \frac{DMG}{RMG}$$

$$= \frac{29,8\sqrt{3}}{\sqrt{2}} 0,94 \cdot 1,521 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot \ln \frac{600}{3,9} = 420,46 \text{ kV}$$

$$U_{c_SET2} = \frac{29,8\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \delta_{SET2} \cdot r_c \cdot n \cdot m_c \cdot m_t \cdot \ln \frac{DMG}{RMG}$$

$$= \frac{29,8\sqrt{3}}{\sqrt{2}} 1,02 \cdot 1,521 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot \ln \frac{600}{3,9} = 456,24 \text{ kV}$$

Siendo,

δ : factor de corrección de la densidad del aire

r_c : radio exterior de los conductores (cm)

n : número de conductores por fase

m_c : factor corrector por clima

m_t : coeficiente de rugosidad de los conductores

DMG : distancia media geométrica entre conductores de fase (cm)

RMG : radio medio geométrico del haz de conductores (cm)

El factor corrector de la densidad del aire será:

$$\delta_{SET1} = \frac{P_{SET1}}{76} \cdot \frac{273 + 25}{273 + T_{SET1}} = \frac{68,84}{76} \cdot \frac{273 + 25}{273 + 15,2} = 0,94$$

$$\delta_{SET2} = \frac{P_{SET2}}{76} \cdot \frac{273 + 25}{273 + T_{SET2}} = \frac{75,84}{76} \cdot \frac{273 + 25}{273 + 17,5} = 1,02$$

Siendo,

P : presión barométrica (cm.Hg)

T : temperatura media (°C)

La presión barométrica viene dada por la fórmula de Halley:

$$\log P_{SET1} = \log 76 - \frac{h_{SET1}}{18336} = \log 76 - \frac{783}{18336} \Rightarrow P_{SET1} = 10^{\log 76 - \frac{783}{18336}} \\ = 68,84 \text{ cm. Hg}$$

$$\log P_{SET2} = \log 76 - \frac{h_{SET2}}{18336} = \log 76 - \frac{17}{18336} \Rightarrow P_{SET2} = 10^{\log 76 - \frac{17}{18336}} \\ = 75,84 \text{ cm. Hg}$$

Siendo,

h: altura sobre el nivel del mar (m)

El factor corrector por clima m_c será:

- 1 para aire seco
- 0,8 para aire húmedo o contaminado

El coeficiente de rugosidad de los conductores m_r será:

- 1 para hilos con superficie lisa
- 0,98 - 0,93 para hilos oxidados o rugosos
- 0,87 - 0,83 para cables con superficie oxidada o rugosa

El radio medio geométrico tendrá un valor de:

$$RMG = \sqrt[n]{n \cdot r_c \cdot R^{n-1}} = \sqrt[2]{2 \cdot 1,521 \cdot 5^{2-1}} = 3,9 \text{ cm}$$

Siendo,


n : número de conductores por fase

r_c : radio exterior de los conductores (cm)

R : radio de la circunferencia que une los centros de los conductores del haz (cm)

Por lo tanto, no se espera la aparición del efecto corona ya que:

$$\left. \begin{array}{l} U_{c_SET1} = 420,46 \text{ kV} \\ U_{c_SET2} = 456,24 \text{ kV} \end{array} \right\} > U_s = 420 \text{ kV}$$

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
---	--	--

B.1.3 Conductores AT 55 kV

B.1.3.1 Conductores en subestaciones

B.1.3.1.1 Embarrados rígidos

Para las salidas de los transformadores de 55 kV hasta el pórtico de conversión aéreo-subterráneo y en los pórticos de salida a catenaria, se utilizarán tubos de aleación de aluminio VALGAÑÓN EN AW-6063 40/30 con las siguientes características:



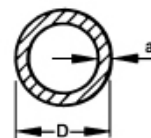
TUBO AL 6063-T6						
Dimensiones Ø ext. / Ø int. mm.	Sección mm².	Peso kg/m.	Intensidad Admisible Amperios 80°C	Vano Admisible m.	Momento Inercia cm⁴.	Momento Resistente cm³.
40 / 30	550	1,484	980	6,50	8,59	3,63

Figura B.6 Características tubo EN AW-6063 40/30 en subestaciones

B.1.3.1.1.1 Intensidad máxima admisible

Las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los embarrados tubulares E-AlMgSi 0,5 F 22 se recogen en la norma DIN 43670. Estos valores están calculados para una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura final del embarrado de 85 °C.

Conductors of E-AlMgSi 0.5 F 22, annular cross-section, $\kappa = 30 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ at ambient temperature 35 °C and conductor temperature 85 °C with AC, phase centre-line distance $\geq 2 \times$ outside diameter



Outside diameter D mm	Wall-thickness a mm	Cross-section mm²	Weight kg/m	Continuous current in A DC and AC up to 60 Hz			
				indoor painted	bare	outdoor painted	bare
20	2	113	0.305	372	314	446	432
	3	160	0.433	443	372	531	514
	4	201	0.544	497	418	595	576
	5	236	0.636	537	452	643	624
	6	264	0.713	568	479	681	659
32	2	188	0.509	584	482	658	634
	3	273	0.739	702	581	792	762
	4	352	0.950	797	658	900	864
	5	424	1.15	874	723	987	949
	6	490	1.32	939	777	1 060	1 020
40	2	239	0.645	721	592	791	758
	3	349	0.942	872	714	958	916
	4	452	1.22	993	814	1 089	1 042
	5	550	1.48	1 094	896	1 199	1 149
	6	641	1.73	1 179	967	1 294	1 245

Tabla B-7 Extracto norma DIN 43670

Según esta tabla, para un tubo (desnudo) de diámetro 40/30 mm, se admite una intensidad en funcionamiento continuo de 1149 A.

La intensidad de diseño será la que circula por el secundario del transformador de potencia en caso de sobrecarga del 131,5%, que según la tabla A-29, tiene un valor 717,27 A.

Podemos concluir, por tanto, que el tubo cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{EN AW-6063 40/30}) = 1149 \text{ A} > I_{\text{sobrecarga}(131,5\%)} = 717,27 \text{ A}$$

B.1.3.1.1.2 Efectos electrodinámicos

El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos a los que se van a ver sometidos los embarrados de las subestaciones ante un cortocircuito se llevará a cabo según los valores máximos de la tabla A-29.

Dicho cálculo se realizará según el método establecido por la norma UNE-EN 60865-1.

B.1.3.1.1.2.1 Resistencia mecánica al cortocircuito

Cálculo de las fuerzas electromagnéticas

Valor de pico de la fuerza entre los conductores

Las fuerzas máximas que actúan entre los conductores recorridos por la corriente de cortocircuito serán de:

$$F_{m2_SET1} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_SET1})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (29,10 \cdot 10^3)^2 \frac{3,75}{1,80} = 352,84 \text{ N}$$

$$F_{m2_SET2} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_SET2})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (29,97 \cdot 10^3)^2 \frac{3,75}{1,80} = 374,25 \text{ N}$$

Siendo,

μ_0 : permeabilidad del vacío (H/m)

i_{p2} : valor de cresta de la corriente de cortocircuito (A)

l : máxima distancia entre ejes de soportes adyacentes (m)

a : distancia entre conductores principales (m)

Cálculo de las fuerzas mecánicas

Cálculo de tensiones mecánicas

Las fuerzas que actúan son fuerzas de flexión, por lo que las tensiones mecánicas de flexión causadas por las fuerzas entre los conductores principales serán de:

$$\sigma_{m,d_SET1} = V_{om} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_SET1} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 0,73 \frac{352,84 \cdot 3,75}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 28,14 \cdot 10^6 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

$$\sigma_{m,d_SET2} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_SET2} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 0,73 \frac{374,25 \cdot 3,75}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 29,85 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

Siendo,

F_{m2} : fuerza entre los conductores durante el cortocircuito (N)

l : máxima distancia entre ejes de soportes adyacentes (m)

W_m : módulo de sección del conductor (m^3)

$V_{\sigma m}$, V_{rm} : factores que tienen en cuenta los fenómenos dinámicos

β : factor dependiente del tipo y número de soportes

El valor de W_m se obtiene según la siguiente expresión:

$$W_m = \frac{\pi}{32} \left(\frac{\phi_{ext}^4 - \phi_{int}^4}{\phi_{ext}} \right) = \frac{\pi}{32} \left(\frac{0,04^4 - 0,03^4}{0,04} \right) = 4,29 \cdot 10^{-6} m^3$$

Siendo,

ϕ_{ext} : diámetro exterior del conductor (m)

ϕ_{int} : diámetro interior del conductor (m)

El valor de $V_{\sigma m} \cdot V_{rm}$ se obtiene de la tabla 2 de la norma UNE-EN 60865-1:

$$V_{\sigma m} \cdot V_{rm} = 1,0$$

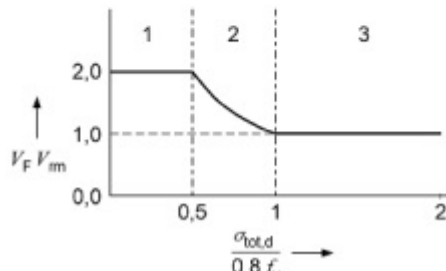
Tipo de corto-circuito	Sistema			
	Sin reenganche automático trifásico	Con reenganche automático trifásico		Con y sin reenganche automático trifásico
	$V_{\sigma m} V_{rm} V_{\phi} V_{\eta}$	$V_{\sigma m} V_{rm} V_{\phi} V_{\eta}$	$V_{\phi} V_{\eta}$	$V_F V_{rm}$
		Primer flujo de corriente	Segundo flujo de corriente	
Bifásico	1,0	1,0	1,8	<div> <div> <div>2,0 para $\frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 f_y} \leq 0,5$</div> <div>$\frac{0,8 f_y}{\sigma_{tot,d}}$ para $0,5 < \frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 f_y} < 1,0$</div> <div>1,0 para $1,0 \leq \frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 f_y}$</div> </div> <div> <div>rango 1</div> <div>rango 2</div> <div>rango 3</div> </div> </div> 

Figura B.7 Extracto tabla 2 norma UNE-EN 60865-1

El valor de β se obtiene de la tabla 3 de la norma UNE-EN 60865-1:

$$\beta = 0,73$$


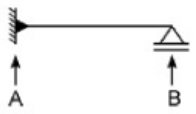

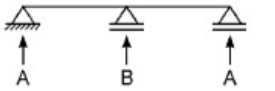
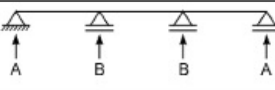
Tipo de viga y de soporte			Factor α	Factor β^*	Factor γ
Vigas de un solo vano	A y B: soportes simples		A: 0,5 B: 0,5	1,0	1,57
	A: soporte empotrado B: soporte simple		A: 0,625 B: 0,375	$\frac{8}{11} = 0,73$	2,45
	A y B: soportes empotrados		A: 0,5 B: 0,5	$\frac{8}{16} = 0,5$	3,56
Vigas continua con soportes simples equidistantes	Dos vanos		A: 0,375 B: 1,25	$\frac{8}{11} = 0,73$	2,45
	Tres o más vanos		A: 0,4 B: 1,1	$\frac{8}{11} = 0,73$	3,56
* Se incluyen los efectos de plasticidad.					

Figura B.8 Tabla 3 norma UNE-EN 60865-1

Tensión mecánica admisible en un conductor

Un conductor único se supone capaz de soportar fuerzas de cortocircuito cuando:

$$\sigma_{tot,d} \leq q \cdot f_y$$

Siendo,

$\sigma_{tot,d}$: tensión mecánica total (N/m²)

q : factor de plasticidad

f_y : límite elástico (N/m²)

La tensión $\sigma_{tot,d}$ será la resultante de las tensiones producidas por el peso propio de las barras, las cargas y sobrecargas motivadas por la acción del viento y el hielo (cuando proceda) y las fuerzas debidas al cortocircuito.

Las fuerzas ejercidas por el peso de las barras y las cargas y sobrecargas del viento y el hielo son las obtenidas de los cálculos mecánicos, por lo que dichas tensiones serán:

$$\sigma_p = \frac{F_p \cdot l}{8 \cdot W_m} = \frac{54,59 \cdot 3,75}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 5,96 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_c = \frac{F_c \cdot l}{8 \cdot W_m} = \frac{105 \cdot 3,75}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 11,47 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_h = \frac{F_h \cdot l}{8 \cdot W_m} = \frac{42,69 \cdot 3,75}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 4,66 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de las barras (N)

F_c : carga motivada por el viento (N)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (N)

l : máxima distancia entre ejes de soportes adyacentes (m)

W_m : módulo de sección del conductor (m^3)

Por lo tanto, las tensiones resultantes en los embarrados de las subestaciones serán:

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_SET1} &= \sqrt{(\sigma_p + \sigma_h)^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_SET1})^2} \\ &= \sqrt{(5,96 \cdot 10^6 + 4,66 \cdot 10^6)^2 + (11,47 \cdot 10^6 + 28,14 \cdot 10^6)^2} \\ &= 41,01 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_SET2} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_SET2})^2} = \sqrt{(5,96 \cdot 10^6)^2 + (11,47 \cdot 10^6 + 29,85 \cdot 10^6)^2} \\ &= 41,75 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

Siendo,

σ_p : tensión mecánica por el peso propio de las barras (N/m^2)

σ_c : tensión mecánica motivada por el viento (N/m^2)

σ_h : tensión mecánica motivada por el hielo (N/m^2)

$\sigma_{m,d}$: tensión mecánica por cortocircuito (N/m^2)

Por otra parte:

$$q \cdot f_y = 1,44 \cdot 170 \cdot 10^6 = 244,8 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

El valor de f_y se obtiene de la tabla 44 de la norma UNE-EN 755-2:

$$f_y = 170 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

Tubo extruido								
Estado de tratamiento	Espesor de pared t mm	R_m MPa		$R_{p0,2}$ MPa		A %	$A_{50\text{ mm}}$ %	Dureza Valor típico HBW
		mín.	máx.	mín.	máx.	mín.	mín.	
O, H111	≤ 25	–	130	–	–	18	16	25
T4	≤ 10	130	–	65	–	14	12	50
	$10 < t \leq 25$	120	–	65	–	12	10	50
T5	≤ 25	175	–	130	–	8	6	65
T6	≤ 25	215	–	170	–	10	8	75
T66	≤ 25	245	–	200	–	10	8	80

Figura B.9 Extracto tabla 44 norma UNE-EN 755-2

El valor de q se obtiene según la tabla 4 de la norma UNE-EN 60865-1:

$$q = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{d}\right)^4} = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2 \frac{0,005}{0,04}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \frac{0,005}{0,04}\right)^4} = 1,44$$

Siendo,

t : espesor de la pared del conductor (m)

d : diámetro exterior del conductor (m)

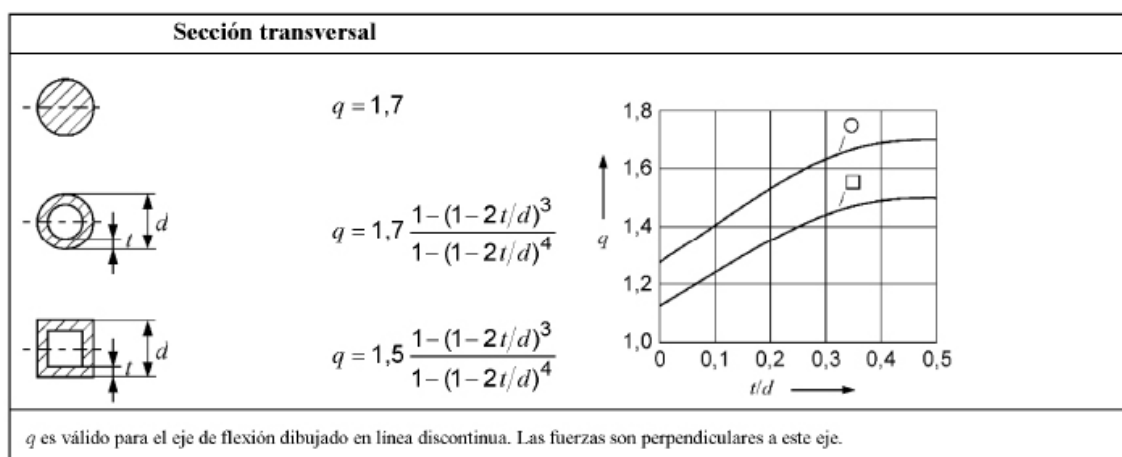


Figura B.10 Extracto tabla 4 norma UNE-EN 60865-1

Conclusión

El embarrado tiene suficiente resistencia mecánica durante el cortocircuito, ya que:

$$q \cdot f_y = 244,8 \cdot 10^6 \text{ N/m}^2 \geq \begin{cases} \sigma_{tot,d_SET1} = 41,01 \cdot 10^6 \text{ N/m}^2 \\ \sigma_{tot,d_SET2} = 41,75 \cdot 10^6 \text{ N/m}^2 \end{cases}$$

B.1.3.1.1.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

Calentamiento en los conductores

Según lo especificado en la norma UNE-EN 60865-1, el calentamiento de un conductor debido a un cortocircuito, depende de la duración de la corriente de cortocircuito, de la intensidad térmica equivalente de corta duración y del material que lo constituye.

Las temperaturas máximas recomendadas durante un cortocircuito se indican en la tabla 6 de dicha norma (ver tabla B-6).

Resistencia térmica de corta duración

Los conductores tendrán una resistencia térmica de corta duración suficiente, si la densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito S_{th} cumple con la relación siguiente:

$$S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

Siendo,

S_{thr} : valor asignado de corta duración de la densidad de corriente (A/mm^2)

T_{kr} : tiempo de corta duración asignado (s)

T_k : duración de la corriente de cortocircuito (s)

Por lo cual:

$$S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 81,8 \sqrt{\frac{1}{1}} = 81,8 A/mm^2$$

El valor de S_{thr} se obtiene de la figura 13b de la norma UNE-EN 60865-1 (ver figura B.5), para $T_{kr} = 1$ s y según los valores de θ_b y θ_e (temperatura inicial y final de los conductores durante el cortocircuito).

Para $\theta_b = 85$ °C y $\theta_e = 200$ °C:

$$S_{thr} = 81,8 A/mm^2$$

Las corrientes térmicas equivalentes de corta duración son:

$$I_{th_SET1} = I_{cc_SET1} \sqrt{m+n} = 11,64 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 11,64 kA$$

$$I_{th_SET2} = I_{cc_SET2} \sqrt{m+n} = 11,99 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 11,99 kA$$

Siendo,

I_{cc} : corriente de cortocircuito (A)

m, n : factores para el efecto térmico

Según la norma UNE-EN 60909-0, para $T_k = 1 \Rightarrow m + n = 1$

Las densidades de corriente térmicas equivalentes de cortocircuito son:

$$S_{th_SET1} = \frac{I_{th_SET1}}{A \cdot n} = \frac{11,64 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 21,16 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_SET2} = \frac{I_{th_SET2}}{A \cdot n} = \frac{11,99 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 21,80 \text{ A/mm}^2$$

Siendo,

I_{th} : corriente térmica equivalente de corta duración (A)

A : sección transversal de aluminio de los conductores (mm²)

n : número de conductores por fase

Conclusión

El embarrado tiene suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 81,8 \text{ A/mm}^2 \geq \begin{cases} S_{th_SET1} = 21,16 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_SET2} = 21,80 \text{ A/mm}^2 \end{cases}$$

B.1.3.1.1.3 Cálculos mecánicos

El cálculo de los esfuerzos a los que se van a ver sometidos los embarrados de las subestaciones se llevará a cabo siguiendo las mismas pautas descritas por la normativa en la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT) para las líneas eléctricas aéreas.

Cargas y sobrecargas

Cargas motivadas por el viento

$$F_c = q \cdot A_{pol} = 70 \cdot 0,15 = 10,5 \text{ daN} = 105 \text{ N}$$

Siendo,

q : presión del viento (daN/m²)

A_{pol} : área proyectada en el plano normal a la dirección del viento (m²)

Sobrecargas motivadas por el hielo

Sólo se calculará esta sobrecarga para los embarrados de la SET-1, al encontrarse ésta en zona B.

$$F_h = 0,18 \cdot \sqrt{d} = 0,18 \cdot \sqrt{40} = 1,13842 \frac{daN}{m} = 42,69 N$$

Siendo,

d : diámetro de las barras (mm)

Esfuerzo resultante

Teniendo en cuenta la fuerza ejercida por el propio peso de las barras, cuyo valor es:

$$F_p = m \cdot l = 1,484 \cdot 3,75 = 5,565 kg = 54,59 N$$

Siendo,

m : masa por unidad de longitud de las barras (kg/m)

l : longitud de las barras (m)

Los esfuerzos en los embarrados de las subestaciones serán:

$$F_{SET1} = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + F_c^2} = \sqrt{(54,59 + 42,69)^2 + 105^2} = 143,14 N$$

$$F_{SET2} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{54,59^2 + 105^2} = 118,34 N$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de las barras (N)

F_c : carga motivada por el viento (N)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (N)

Conclusión

El embarrado tiene suficiente resistencia mecánica, ya que:

$$F_{r(EN AW-6063 40/30)} = 118,25 kN > \begin{cases} F_{SET1} = 143,14 N = 0,14 kN \\ F_{SET2} = 118,34 N = 0,12 kN \end{cases}$$

Siendo,

F_r : carga de rotura de las barras (kN)

B.1.3.1.2 Cables aislados de fase

Para las salidas desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta las celdas de distribución 2x27,5 kV y las salidas de éstas hacia los pórticos de salida a catenaria, se utilizarán ternas de cables unipolares (una por fase) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 3x1x185 H25 Cu con las siguientes características:

**SILEC
RHZ1 H25 Cu**

TENSIÓN: 36/66 kV

General Cable








							
	mm ²	mm	mm	kg/km	mm	Ohm/km	μF/km
1277119	185	36,7	46,7	3270	935	0,129	0,165

Figura B.11 Características cable fase SILEC RHZ1 36/66kV 1x185 H25 Cu

B.1.3.1.2.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm ²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-8 Intensidades máximas cable fase SILEC RHZ1 36/66kV H25 en subestaciones

Según esta tabla, para el cable de 185 mm² de cobre (enterrado, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 455 A.

La intensidad de diseño será la que circula por el secundario del transformador de potencia en caso de sobrecarga del 131,5%, que según la tabla A-29, tiene un valor 717,27 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 3 \times 1 \times 185 \text{ Cu}) = 3 \cdot 455 = 1365 \text{ A} > I_{\text{sobrecarga (131,5\%)}} = 717,27 \text{ A}$$


B.1.3.1.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla A-29.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 185^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 26470,45 \text{ A}$$

$$= 26,47 \text{ kA}$$

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)

S : sección geométrica del conductor (mm^2)

θ_f : temperatura final ($^{\circ}C$)

θ_i : temperatura inicial ($^{\circ}C$)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192:

$$K = 226 A \cdot s^{\frac{1}{2}}/mm^2$$

$$\beta = 234,5 K$$

Material	$K (A \cdot s^{\frac{1}{2}}/mm^2)$	$\beta (K)$	$\sigma_c (J/K \cdot m^3)$	$\rho_{20} (\Omega \cdot m)$
a) Conductores				
Cobre	226	234,5	$3,45 \times 10^6$	$1,7241 \times 10^{-8}$
Aluminio	148	228	$2,5 \times 10^6$	$2,8264 \times 10^{-8}$
b) Cubiertas metálicas, pantallas y armaduras				
Plomo o aleación de plomo	41	230	$1,45 \times 10^6$	$21,4 \times 10^{-8}$
Acero	78	202	$3,8 \times 10^6$	$13,8 \times 10^{-8}$
Bronce	180	313	$3,4 \times 10^6$	$3,5 \times 10^{-8}$
Aluminio	148	228	$2,5 \times 10^6$	$2,84 \times 10^{-8}$

Figura B.12 Tabla 1 norma UNE 21192

De esta forma, podemos concluir que los cables tienen suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD(SILEC \ 3 \times 1 \times 185 \ Cu)} = 3 \cdot 26,47 \text{ kA} = 79,41 \text{ kA} > \begin{cases} I_{cc_SET1} = 11,64 \text{ kA} \\ I_{cc_SET2} = 11,99 \text{ kA} \end{cases}$$

B.1.3.2 Conductores en centros de autotransformación

B.1.3.2.1 Embarrados rígidos

Para la conexión de los autotransformadores hasta el pórtico de conversión aéreo-subterráneo y en los pórticos de salida a catenaria, se utilizarán tubos de aleación de aluminio VALGAÑÓN EN AW-6063 40/30 con las siguientes características:



TUBO AL 6063-T6						
Dimensiones Ø ext. / Ø int. mm.	Sección mm ²	Peso kg/m.	Intensidad Admisible Amperios 80°C	Vano Admisible m.	Momento Inercia cm ⁴	Momento Resistente cm ³
40 / 30	550	1,484	980	6,50	8,59	3,63

Figura B.13 Características tubo EN AW-6063 40/30 en centros de autotransformación

B.1.3.2.1.1 Intensidad máxima admisible

Las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los embarrados tubulares E-AlMgSi 0,5 F 22 se recogen en la norma DIN 43670 (ver tabla B-7). Estos valores están calculados para una temperatura ambiente de 35 °C y una temperatura final del embarrado de 85 °C.

Según esta norma, para un tubo (desnudo) de diámetro 40/30 mm, se admite una intensidad en funcionamiento continuo de 1149 A.

La intensidad de diseño será la que circula en caso de sobrecarga del 131,5%, que según la tabla A-30, tiene un valor 239,09 A.

Podemos concluir, por tanto, que el tubo cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{EN AW-6063 40/30}) = 1149 \text{ A} > I_{\text{sobrecarga (131,5\%)}} = 239,09 \text{ A}$$

B.1.3.2.1.2 Efectos electrodinámicos

El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos a los que se van a ver sometidos los embarrados de los centros de autotransformación ante un cortocircuito se llevará a cabo según los valores máximos de la tabla A-30.

Dicho cálculo se realizará según el método establecido por la norma UNE-EN 60865-1.

B.1.3.2.1.2.1 Resistencia mecánica al cortocircuito

Cálculo de las fuerzas electromagnéticas

Valor de pico de la fuerza entre los conductores

Las fuerzas máximas que actúan entre los conductores recorridos por la corriente de cortocircuito serán de:

$$F_{m2_AT11.1} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_AT11.1})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (18,90 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 62,51 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI1.2} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI1.2})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (22,80 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 90,97 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI1.3} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI1.3})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (27,02 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 127,76 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI1.4} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI1.4})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (27,90 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 136,22 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI1.5} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI1.5})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (22,45 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 88,20 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATF1.6/2.1} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATF1.6/2.1})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (19,00 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 63,17 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI2.2} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI2.2})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (23,07 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 93,14 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI2.3} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI2.3})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (27,60 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 133,31 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI2.4} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI2.4})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (27,57 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 133,02 \text{ N}$$

$$F_{m2_ATI2.5} = \frac{\mu_0}{2\pi} (I_{p2_ATI2.5})^2 \frac{l}{a} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} (24,17 \cdot 10^3)^2 \frac{1,40}{1,60} = 102,23 \text{ N}$$

Siendo,

μ_0 : permeabilidad del vacío (H/m)

i_{p2} : valor de cresta de la corriente de cortocircuito (A)

l : máxima distancia entre ejes de soportes adyacentes (m)

a : distancia entre conductores principales (m)

Cálculo de las fuerzas mecánicas

Cálculo de tensiones mecánicas

Las fuerzas que actúan son fuerzas de flexión, por lo que las tensiones mecánicas de flexión causadas por las fuerzas entre los conductores principales serán de:

$$\sigma_{m,d_ATI1.1} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI1.1} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{62,51 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 2,55 \cdot 10^6 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI1.2} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI1.2} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{90,97 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 3,71 \cdot 10^6 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI1.3} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI1.3} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{127,76 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 5,21 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI1.4} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI1.4} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{136,22 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 5,56 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI1.5} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI1.5} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{88,20 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 3,60 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATF1.6/2.1} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATF1.6/2.1} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{63,17 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 2,58 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI2.2} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI2.2} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{93,14 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 3,80 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI2.3} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI2.3} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{133,31 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 5,44 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI2.4} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI2.4} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{133,02 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 5,43 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_{m,d_ATI2.5} = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \frac{F_{m2_ATI2.5} \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 1 \frac{102,23 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 4,17 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

Siendo,

F_{m2} : fuerza entre los conductores durante el cortocircuito (N)

l : máxima distancia entre ejes de soportes adyacentes (m)

W_m : módulo de sección del conductor (m^3)

$V_{\sigma m}$, V_{rm} : factores que tienen en cuenta los fenómenos dinámicos

β : factor dependiente del tipo y número de soportes

El valor de W_m se obtiene según la siguiente expresión:

$$W_m = \frac{\pi}{32} \left(\frac{\phi_{ext}^4 - \phi_{int}^4}{\phi_{ext}} \right) = \frac{\pi}{32} \left(\frac{0,04^4 - 0,03^4}{0,04} \right) = 4,29 \cdot 10^{-6} m^3$$

Siendo,

ϕ_{ext} : diámetro exterior del conductor (m)

ϕ_{int} : diámetro interior del conductor (m)

El valor de $V_{\sigma m} \cdot V_{rm}$ se obtiene de la tabla 2 de la norma UNE-EN 60865-1 (ver figura B.7):

$$V_{\sigma m} \cdot V_{rm} = 1,0$$

El valor de β se obtiene de la tabla 3 de la norma UNE-EN 60865-1 (ver figura B.8):

$$\beta = 1,0$$

Tensión mecánica admisible en un conductor

Un conductor único se supone capaz de soportar fuerzas de cortocircuito cuando:

$$\sigma_{tot,d} \leq q \cdot f_y$$

Siendo,

$\sigma_{tot,d}$: tensión mecánica total (N/m²)

q : factor de plasticidad

f_y : límite elástico (N/m²)

La tensión $\sigma_{tot,d}$ será la resultante de las tensiones producidas por el peso propio de las barras, las cargas y sobrecargas motivadas por la acción del viento y el hielo (cuando proceda) y las fuerzas debidas al cortocircuito.

Las fuerzas ejercidas por el peso de las barras y las cargas y sobrecargas del viento y el hielo son las obtenidas de los cálculos mecánicos, por lo que dichas tensiones serán:

$$\sigma_p = \frac{F_p \cdot l}{8 \cdot W_m} = \frac{20,38 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 0,83 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_c = \frac{F_c \cdot l}{8 \cdot W_m} = \frac{39,20 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 1,60 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

$$\sigma_h = \frac{F_h \cdot l}{8 \cdot W_m} = \frac{15,94 \cdot 1,40}{8 \cdot 4,29 \cdot 10^{-6}} = 0,65 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de las barras (N)

F_c : carga motivada por el viento (N)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (N)

l : máxima distancia entre ejes de soportes adyacentes (m)

W_m : módulo de sección del conductor (m³)

Por lo tanto, las tensiones resultantes en los embarrados de las subestaciones serán:

$$\begin{aligned} \sigma_{tot,d_ATI1.1} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI1.1})^2} = \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 2,55 \cdot 10^6)^2} \\ &= 4,23 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI1.2} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI1.2})^2} = \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 3,71 \cdot 10^6)^2} \\ &= 5,37 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI1.3} &= \sqrt{(\sigma_p + \sigma_h)^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI1.3})^2} \\ &= \sqrt{(0,83 \cdot 10^6 + 0,65 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 5,21 \cdot 10^6)^2} \\ &= 6,97 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI1.4} &= \sqrt{(\sigma_p + \sigma_h)^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI1.4})^2} \\ &= \sqrt{(0,83 \cdot 10^6 + 0,65 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 5,56 \cdot 10^6)^2} \\ &= 7,31 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI1.5} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI1.5})^2} = \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 3,60 \cdot 10^6)^2} \\ &= 5,27 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATF1.6/2.1} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATF1.6/2.1})^2} \\ &= \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 2,58 \cdot 10^6)^2} = 4,26 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI2.2} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI2.2})^2} = \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 3,80 \cdot 10^6)^2} \\ &= 5,46 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI2.3} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI2.3})^2} = \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 5,44 \cdot 10^6)^2} \\ &= 7,09 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI2.4} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI2.4})^2} = \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 5,43 \cdot 10^6)^2} \\ &= 7,08 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_{tot,d_ATI2.5} &= \sqrt{\sigma_p^2 + (\sigma_c + \sigma_{m,d_ATI2.5})^2} = \sqrt{(0,83 \cdot 10^6)^2 + (1,60 \cdot 10^6 + 4,17 \cdot 10^6)^2} \\ &= 5,83 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}\end{aligned}$$

Siendo,

σ_p : tensión mecánica por el peso propio de las barras (N/m^2)

σ_c : tensión mecánica motivada por el viento (N/m^2)

σ_h : tensión mecánica motivada por el hielo (N/m^2)

$\sigma_{m,d}$: tensión mecánica por cortocircuito (N/m^2)

Por otra parte:

$$q \cdot f_y = 1,44 \cdot 170 \cdot 10^6 = 244,8 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

El valor de f_y se obtiene de la tabla 44 de la norma UNE-EN 755-2 (ver figura B.9):

$$f_y = 170 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2}$$

El valor de q se obtiene según la ecuación de la tabla 4 de la norma UNE-EN 60865-1 (ver figura B.10):

$$q = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{d}\right)^4} = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2 \frac{0,005}{0,04}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \frac{0,005}{0,04}\right)^4} = 1,44$$

Siendo,

t : espesor de la pared del conductor (m)

d : diámetro exterior del conductor (m)

Conclusión

El embarrado tiene suficiente resistencia mecánica durante el cortocircuito, ya que:

$$q \cdot f_y = 244,8 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \geq \begin{cases} \sigma_{tot,d_AT11.1} = 4,23 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT11.2} = 5,37 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT11.3} = 6,97 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT11.4} = 7,31 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT11.5} = 5,27 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_ATF1.6/2.1} = 4,26 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT12.2} = 5,46 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT12.3} = 7,09 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT12.4} = 7,08 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \\ \sigma_{tot,d_AT12.5} = 5,83 \cdot 10^6 \frac{N}{m^2} \end{cases}$$

B.1.3.2.1.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

Calentamiento en los conductores

Según lo especificado en la norma UNE-EN 60865-1, el calentamiento de un conductor debido a un cortocircuito, depende de la duración de la corriente de cortocircuito, de la intensidad térmica equivalente de corta duración y del material que lo constituye.

Las temperaturas máximas recomendadas durante un cortocircuito se indican en la tabla 6 de dicha norma (ver tabla B-6).

Resistencia térmica de corta duración

Los conductores tendrán una resistencia térmica de corta duración suficiente, si la densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito S_{th} cumple con la relación siguiente:

$$S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

Siendo,

S_{thr} : valor asignado de corta duración de la densidad de corriente (A/mm^2)

T_{kr} : tiempo de corta duración asignado (s)

T_k : duración de la corriente de cortocircuito (s)

Por lo cual:

$$S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 81,8 \sqrt{\frac{1}{1}} = 81,8 \text{ A/mm}^2$$

El valor de S_{thr} se obtiene de la figura 13b de la norma UNE-EN 60865-1 (ver figura B.5), para $T_{kr} = 1$ s y según los valores de θ_b y θ_e (temperatura inicial y final de los conductores durante el cortocircuito).

Para $\theta_b = 85 \text{ }^\circ\text{C}$ y $\theta_e = 200 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$S_{thr} = 81,8 \text{ A/mm}^2$$

Las corrientes térmicas equivalentes de corta duración son:

$$I_{th_AT11.1} = I_{cc_AT11.1} \sqrt{m+n} = 7,56 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 7,56 \text{ kA}$$

$$I_{th_AT11.2} = I_{cc_AT11.2} \sqrt{m+n} = 9,12 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 9,12 \text{ kA}$$

$$I_{th_AT11.3} = I_{cc_AT11.3} \sqrt{m+n} = 10,81 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 10,81 \text{ kA}$$

$$I_{th_AT11.4} = I_{cc_AT11.4} \sqrt{m+n} = 11,16 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 11,16 \text{ kA}$$

$$I_{th_AT11.5} = I_{cc_AT11.5} \sqrt{m+n} = 8,98 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 8,98 \text{ kA}$$

$$I_{th_ATF1.6/2.1} = I_{cc_ATF1.6/2.1} \sqrt{m+n} = 7,60 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 7,60 \text{ kA}$$

$$I_{th_ATI2.2} = I_{cc_ATI2.2} \sqrt{m+n} = 9,23 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 9,23 \text{ kA}$$

$$I_{th_ATI2.3} = I_{cc_ATI2.3} \sqrt{m+n} = 11,04 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 11,04 \text{ kA}$$

$$I_{th_ATI2.4} = I_{cc_ATI2.4} \sqrt{m+n} = 11,03 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 11,03 \text{ kA}$$

$$I_{th_ATI2.5} = I_{cc_ATI2.5} \sqrt{m+n} = 9,67 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1} = 9,67 \text{ kA}$$

Siendo,

I_{cc} : corriente de cortocircuito (A)

m, n : factores para el efecto térmico

Según la norma UNE-EN 60909-0, para $T_k = 1 \Rightarrow m + n = 1$

Las densidades de corriente térmicas equivalentes de cortocircuito son:

$$S_{th_ATI1.1} = \frac{I_{th_ATI1.1}}{A \cdot n} = \frac{7,56 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 13,74 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI1.2} = \frac{I_{th_ATI1.2}}{A \cdot n} = \frac{9,12 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 16,58 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI1.3} = \frac{I_{th_ATI1.3}}{A \cdot n} = \frac{10,81 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 19,65 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI1.4} = \frac{I_{th_ATI1.4}}{A \cdot n} = \frac{11,16 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 20,29 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI1.5} = \frac{I_{th_ATI1.5}}{A \cdot n} = \frac{8,98 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 16,33 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATF1.6/2.1} = \frac{I_{th_ATF1.6/2.1}}{A \cdot n} = \frac{7,60 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 13,82 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI2.2} = \frac{I_{th_ATI2.2}}{A \cdot n} = \frac{9,23 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 16,78 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI2.3} = \frac{I_{th_ATI2.3}}{A \cdot n} = \frac{11,04 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 20,07 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI2.4} = \frac{I_{th_ATI2.4}}{A \cdot n} = \frac{11,03 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 20,05 \text{ A/mm}^2$$

$$S_{th_ATI2.5} = \frac{I_{th_ATI2.5}}{A \cdot n} = \frac{9,67 \cdot 10^3}{550 \cdot 1} = 17,58 \text{ A/mm}^2$$

Siendo,

I_{th} : corriente térmica equivalente de corta duración (A)

A : sección transversal de aluminio de los conductores (mm²)

n : número de conductores por fase

Conclusión

El embarrado tiene suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 81,8 \text{ A/mm}^2 \geq \begin{cases} S_{th_ATI1.1} = 13,74 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI1.2} = 16,58 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI1.3} = 19,65 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI1.4} = 20,29 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI1.5} = 16,33 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATF1.6/2.1} = 13,82 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI2.2} = 16,78 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI2.3} = 20,07 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI2.4} = 20,05 \text{ A/mm}^2 \\ S_{th_ATI2.5} = 17,58 \text{ A/mm}^2 \end{cases}$$

B.1.3.2.1.3 Cálculos mecánicos

El cálculo de los esfuerzos a los que se van a ver sometidos los embarrados de los centros de autotransformación se llevará a cabo siguiendo las mismas pautas descritas por la normativa en la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT) para las líneas eléctricas aéreas.

Cargas y sobrecargas

Cargas motivadas por el viento

$$F_c = q \cdot A_{pol} = 70 \cdot 0,056 = 3,920 \text{ daN} = 39,20 \text{ N}$$

Siendo,

q : presión del viento (daN/m²)

A_{pol} : área proyectada en el plano normal a la dirección del viento(m²)

Sobrecargas motivadas por el hielo

Sólo se calculará esta sobrecarga para los embarrados de los ATI 1.3 y 1.4, al encontrarse estos en zona B.

$$F_h = 0,18 \cdot \sqrt{d} = 0,18 \cdot \sqrt{40} = 1,13842 \frac{daN}{m} = 15,94 N$$

Siendo,

d : diámetro de las barras (mm)

Esfuerzo resultante

Teniendo en cuenta la fuerza ejercida por el propio peso de las barras, cuyo valor es:

$$F_p = m \cdot l = 1,484 \cdot 1,40 = 2,078 kg = 20,38 N$$

Siendo,

m : masa por unidad de longitud de las barras (kg/m)

l : longitud de las barras (m)

Los esfuerzos en los embarrados de los centros de autotransformación serán:

$$F_{ATI1.1} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 N$$

$$F_{ATI1.2} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 N$$

$$F_{ATI1.3} = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + F_c^2} = \sqrt{(20,38 + 15,94)^2 + 39,20^2} = 53,44 N$$

$$F_{ATI1.4} = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + F_c^2} = \sqrt{(20,38 + 15,94)^2 + 39,20^2} = 53,44 N$$

$$F_{ATI1.5} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 N$$

$$F_{ATF1.6/2.1} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 N$$

$$F_{ATI2.2} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 N$$

$$F_{ATI2.3} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 \text{ N}$$

$$F_{ATI2.4} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 \text{ N}$$

$$F_{ATI2.5} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{20,38^2 + 39,20^2} = 44,18 \text{ N}$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de las barras (N)

F_c : carga motivada por el viento (N)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (N)

Conclusión

El embarrado tiene suficiente resistencia mecánica, ya que:

$$F_{\text{TEN AW-6063 40/30}} = 118,25 \text{ kN} \geq \begin{cases} F_{ATI1.1} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \\ F_{ATI1.2} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \\ F_{ATI1.3} = 53,44 \text{ N} = 0,05 \text{ kN} \\ F_{ATI1.4} = 53,44 \text{ N} = 0,05 \text{ kN} \\ F_{ATI1.5} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \\ F_{ATF1.6/2.1} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \\ F_{ATI2.2} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \\ F_{ATI2.3} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \\ F_{ATI2.4} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \\ F_{ATI2.5} = 44,18 \text{ N} = 0,04 \text{ kN} \end{cases}$$

Siendo,

F_r : carga de rotura de las barras (kN)

B.1.3.2.2 Cables aislados fase

Para las salidas desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta las celdas de distribución 2x27,5 kV y las salidas de éstas hacia los pórticos de salida a catenaria, se utilizarán ternas de cables unipolares (una por fase) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 2x1x150 H25 Cu con las siguientes características:

**SILEC
RHZ1 H25 Cu**

TENSIÓN: 36/66 kV

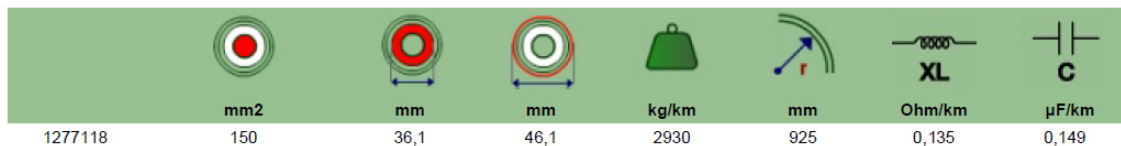


Figura B.14 Características cable fase SILEC RHZ1 36/66kV 1x150 H25 Cu

B.1.3.2.2.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-9 Intensidades máximas cable fase SILEC RHZ1 36/66kV H25 en centros de autotransformación

Según esta tabla, para el cable de 150 mm² de cobre (enterrado, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 405 A. No obstante, al instalar únicamente 2 cables por terna, dicha intensidad será superior a la de la tabla.

La intensidad de diseño será la que circula por el secundario del autotransformador de potencia en caso de sobrecarga del 131,5%, que según la tabla A-30, tiene un valor 239,09 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 2 \times 150 \text{ Cu}) = 2 \cdot 405 = 810 \text{ A} > I_{\text{sobrecarga (131,5\%)}} = 239,09 \text{ A}$$

B.1.3.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla A-30.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 150^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 21462,53 \text{ A}$$

$$= 21,46 \text{ kA}$$

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor (A·s^{1/2}/mm²)

S : sección geométrica del conductor (mm²)

θ_f : temperatura final (°C)

θ_i : temperatura inicial (°C)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192 (ver figura B.12):

$$K = 226 \text{ A} \cdot \text{s}^{\frac{1}{2}} / \text{mm}^2$$

$$\beta = 234,5 \text{ K}$$

De esta forma, podemos concluir que los cables tienen suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD(SILEC\ 2x1x150\ Cu)} = 2 \cdot 21,46\ kA = 42,92\ kA > \begin{cases} I_{cc_ATI1.1} = 7,56\ kA \\ I_{cc_ATI1.2} = 9,12\ kA \\ I_{cc_ATI1.3} = 10,81\ kA \\ I_{cc_ATI1.4} = 11,16\ kA \\ I_{cc_ATI1.5} = 8,98\ kA \\ I_{cc_ATF1.6/2.1} = 7,60\ kA \\ I_{cc_ATI2.2} = 9,23\ kA \\ I_{cc_ATI2.3} = 11,04\ kA \\ I_{cc_ATI2.4} = 11,03\ kA \\ I_{cc_ATI2.5} = 9,67\ kA \end{cases}$$

B.1.4 Conductores Aislados Neutro

B.1.4.1 Neutro de transformadores en subestaciones

Para las salidas desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta los armarios de barra "0", se utilizará una terna de cables unipolares (una por neutro) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 3x1x185 H25 Cu con las siguientes características:

SILEC
RHZ1 H25 Cu
TENSIÓN: 36/66 kV










							
	mm ²	mm	mm	kg/km	mm	XL Ohm/km	C μF/km
1277119	185	36.7	46.7	3270	935	0.129	0.165

Figura B.15 Características cable neutro SILEC RHZ1 36/66kV 1x185 H25 Cu

B.1.4.1.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm ²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-10 Intensidades máximas cable neutro SILEC RHZ1 36/66kV H25 en transformadores

Según esta tabla, para el cable de 185 mm² de cobre (enterrado, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 455 A.

Debido a la configuración del sistema de tracción, sólo en caso de que circule un tren en el tramo situado entre la subestación y el primer centro de autotransformación, la corriente retornará por la vía, y en consecuencia, por el neutro del transformador. Por lo tanto, la intensidad de diseño será la corriente nominal que circula por el secundario del transformador de potencia, que según la tabla A-29, tiene un valor 545,45 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 3 \times 1 \times 185 \text{ Cu}) = 3 \cdot 455 = 1365 \text{ A} > I_n = 545,45 \text{ A}$$

B.1.4.1.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla A-29.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 185^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 26470,45 \text{ A}$$

$$= 26,47 \text{ kA}$$

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)

S : sección geométrica del conductor (mm^2)

θ_f : temperatura final ($^{\circ}C$)

θ_i : temperatura inicial ($^{\circ}C$)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192 (ver figura B.12):

$$K = 226 A \cdot s^{1/2}/mm^2$$

$$\beta = 234,5 K$$

De esta forma, podemos concluir que los cables tienen suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD}(SILEC 3x1x185 Cu) = 3 \cdot 26,47 kA = 79,41 kA > \begin{cases} I_{cc_SET1} = 11,64 kA \\ I_{cc_SET2} = 11,99 kA \end{cases}$$

B.1.4.2 Neutro de autotransformadores en centros de autotransformación

Para las salidas desde los pórticos de conversión aéreo-subterráneos hasta los armarios de barra "0", se utilizará una terna de cables unipolares (una por neutro) GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 2x1x150 H25 Cu con las siguientes características:

**SILEC
RHZ1 H25 Cu**

TENSIÓN: 36/66 kV

General Cable

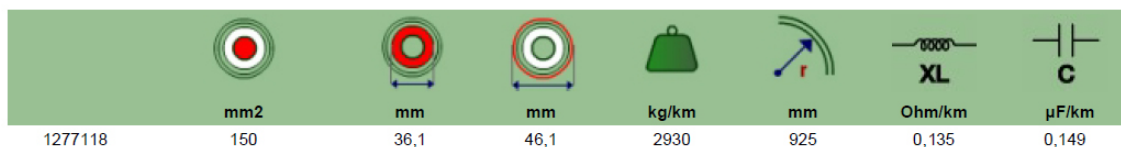


Figura B.16 Características cable neutro SILEC RHZ1 36/66kV 1x150 H25 Cu

B.1.4.2.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm ²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-11 Intensidades máximas cable neutro SILEC RHZ1 36/66kV H25 en autotransformadores

Según esta tabla, para el cable de 150 mm² de cobre (enterrado, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 405 A. No obstante, al instalar únicamente 2 cables por terna, dicha intensidad será superior a la de la tabla.

La intensidad de diseño será la que circula por el secundario del autotransformador de potencia en caso de sobrecarga del 131,5%, que según la tabla A-30, tiene un valor 239,09 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 2 \times 1 \times 150 \text{ Cu}) = 2 \cdot 405 = 810 \text{ A} > I_{\text{sobrecarga (131,5\%)}} = 239,09 \text{ A}$$

B.1.4.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla A-30.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 150^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 21462,53 \text{ A}$$

$$= 21,46 \text{ kA}$$

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)

S : sección geométrica del conductor (mm^2)

θ_f : temperatura final ($^{\circ}C$)

θ_i : temperatura inicial ($^{\circ}C$)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192 (ver figura B.12):

$$K = 226 \text{ A} \cdot s^{1/2}/mm^2$$

$$\beta = 234,5 \text{ K}$$

De esta forma, podemos concluir que los cables tienen suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD(SILEC \text{ 2x1x150 Cu})} = 2 \cdot 21,46 \text{ kA} = 42,92 \text{ kA} > \begin{cases} I_{cc_ATI1.1} = 7,56 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.2} = 9,12 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.3} = 10,81 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.4} = 11,16 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.5} = 8,98 \text{ kA} \\ I_{cc_ATF1.6/2.1} = 7,60 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.2} = 9,23 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.3} = 11,04 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.4} = 11,03 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.5} = 9,67 \text{ kA} \end{cases}$$

B.1.5 Aparamenta AT 400 kV

Para el cálculo y selección de los diferentes componentes, se tendrán en cuenta los requisitos mínimos de diseño y equipamiento para instalaciones conectadas a la red de transporte peninsular de Red Eléctrica Española "REE"; así como los parámetros de diseño indicados por el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias "ADIF".

B.1.5.1 Seccionadores de línea y p.a.t.

El dimensionamiento de los seccionadores se llevará a cabo según los valores de la tabla A-29.

Selección del seccionador de línea y p.a.t.

Se selecciona el seccionador MESA SG3CT-420/4000, con las siguientes características:

Referencia	Tensión Nominal kV	Intensidad Nominal A	Tensión de ensayo						Intensidad de corta duración (Valor eficaz) (RMS)	Valor cresta de la intensidad	Tipo de aislador
			A tierra y entre polos			Sobre la distancia de seccionamiento					
			A frecuencia industrial bajo lluvia kV	A impulso tipo rayo kV	A impulso tipo maniobra kV	A frecuencia industrial bajo lluvia kV	A impulso kV	A impulso tipo maniobra kV			
SG3CT-420/4000	420	4000	520	1425	1050	610	1665	1245	50	125	06-1550

Figura B.17 Características seccionador 400 kV

B.1.5.2 Interruptores automáticos

Para el correcto dimensionamiento de los interruptores automáticos, partiremos de los principales parámetros característicos en función de los valores de la tabla A-29.

Corriente de desconexión

Corresponderá a las corrientes de cortocircuito bifásico máximas:

$$I_{cc_bifásico,max}^{[m]}SET1 = 12,92 \text{ kA}$$

$$I_{cc_bifásico,max}^{[m]}SET2 = 16,01 \text{ kA}$$

Corriente de conexión

Corresponderá a las intensidades dinámicas de cortocircuito bifásico máximas:

$$I_{din_bifásico,max}^{[m]}SET1 = 32,30 \text{ kA}$$

$$I_{din_bifásico,max}^{[m]}SET2 = 40,02 \text{ kA}$$

Selección del interruptor automático

En función de los valores anteriores, se selecciona el interruptor automático ABB LTB 420E2, con las siguientes características:

Power and productivity
for a better world™



LTB 420E2

Number of breaks per pole		2	Power frequency		
Rated voltage	kV	420	withstand voltage		
Rated frequency	Hz	50	- To earth and between phases	kV	520
Rated normal current	A	4000	- Across open pole	kV	610
Rated s.c breaking current	kA	50	Lightning Impulse		
First-pole-to-clear factor	-	1.3	Withstand Level (LIWL)		
Making current peak	kA	125	- To earth and between phases	kV	1425
Duration of short-circuit	s	3	- Across open pole	kV	1425 (+240)
Closing time	ms	< 70	Switching Impulse		
Opening time	ms	18	Withstand Level (SIWL)		
Break time	ms	40	- To earth / Between phases	kV	1050/1575
Dead time	ms	300	- Across open pole	kV	900 (+345)
Rated operating sequence	-	0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO			

Figura B.18 Características interruptor automático 400 kV

B.1.5.3 Autoválvulas (Pararrayos)

El dimensionamiento de los pararrayos, partiendo de los valores de la tabla A-29, seguirá el procedimiento de cálculo y selección de acuerdo con las normas UNE-EN 60099-4 y UNE-EN 60099-5.

Tensión de funcionamiento continuo

La exigencia básica es que la cresta de la tensión de funcionamiento continuo del pararrayos sea más elevada que la cresta de la tensión de servicio. La cresta de la tensión de servicio se determina por la tensión a frecuencia industrial que corresponde a la tensión más elevada de la red y por tensiones armónicas eventuales. El aumento del valor de cresta de la tensión debida a los armónicos, puede tenerse en cuenta mediante un factor de seguridad de 1,05 aplicado a la tensión a frecuencia industrial. Por lo tanto, la cresta de la tensión de servicio será:

$$U_{cs} = 1,05 \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,05 \frac{420}{\sqrt{3}} = 254,61 \text{ kV}$$

Siendo,

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Tensión asignada por sobretensiones temporales

La tensión asignada del pararrayos debe elegirse en función de las sobretensiones temporales de la red en el lugar de la instalación del pararrayos, teniendo en cuenta sus amplitudes así como sus duraciones. El requisito básico es que la curva característica de sobretensiones temporales del pararrayos sea mayor que la amplitud de la sobretensión temporal de la red.

Sobretensiones por defecto a tierra

Se producen en una gran parte de la red. Un defecto a tierra provoca sobretensiones de las fases sanas respecto a tierra debido al desplazamiento del neutro en la estrella de tensiones. Estas sobretensiones vienen dadas por el coeficiente de puesta a tierra del sistema k , que es el cociente del mayor valor eficaz de tensión de las fases sanas con respecto al valor eficaz de tensión en ausencia de falta.

A efectos prácticos, en redes con neutro rígido a tierra y con una alta potencia de cortocircuito, se emplea $k = 1,4$. Por lo tanto, la sobretensión temporal por defecto a tierra será:

$$U_t = k \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,4 \frac{420}{\sqrt{3}} = 339,48 \text{ kV}$$

Siendo,

k : coeficiente de puesta a tierra

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Pérdidas de carga

Después de haber desconectado las cargas, la tensión se eleva en el lado de la alimentación del interruptor que haya funcionado, por lo que pueden existir pérdidas de carga en la red de transporte de REE debidas a la desconexión simultanea de cargas conectadas a la misma. Puesto que esta red es bastante extensa y compleja, es habitual que puedan llegar a darse sobretensiones de hasta el 135% de la tensión nominal a tierra.

Por lo tanto, la sobretensión temporal debida a las pérdidas de carga será:

$$U_p = 1,35 \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,35 \frac{420}{\sqrt{3}} = 327,36 \text{ kV}$$

Siendo,

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Aproximadamente, la amplitud y la duración de las sobretensiones temporales, cuya duración está comprendida entre 0,1 s. y 100 s., pueden convertirse en una amplitud equivalente U_{eq} con una duración de 10 s. que responde a la siguiente expresión:


$$U_{eq} = \max\{U_t, U_p\} \cdot \left(\frac{T_t}{10}\right)^{0,02} = 339,48 \cdot \left(\frac{0,5}{10}\right)^{0,02} = 319,74 \text{ kV}$$

Siendo,

U_t : sobretensión temporal por defecto a tierra (kV)

U_p : sobretensión temporal debida a las pérdidas de carga (kV)

T_t : duración de la sobretensión temporal (s)

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

La tensión asignada del pararrayos U_r , debe ser superior a la sobretensión temporal equivalente obtenida, aplicando un margen de seguridad del 15%. Por lo tanto, la tensión asignada será:

$$1,15 \cdot U_{eq} = 1,15 \cdot 319,74 = 367,70 \Rightarrow U_r > 367,70 \text{ kV}$$

Corriente nominal de descarga

La corriente nominal de descarga se elige en función de la tensión asignada del pararrayos U_r , según la tabla 1 de la norma UNE-EN 60099-4.

$$I_n = 20 \text{ kA}$$

	Valores normalizados de las corrientes nominales de descarga ^a				
	20 000 A	10 000 A	5 000 A	2 500 A	1 500 A
Tensión asignada U_r (kV _{eff})	$360 < U_r \leq 756$	$3 \leq U_r \leq 360$	$U_r \leq 132$	$U_r \leq 36$	^b
^a En algunos países, es habitual clasificar los pararrayos de la forma siguiente: <ul style="list-style-type: none"> – subestación para los pararrayos de 10 000 A y 20 000 A; – intermedio o de distribución para los pararrayos de 5 000 A; – secundario para los pararrayos de 1 500 A. ^b Esta gama de bajas tensiones está en estudio.					

Tabla B-12 Tabla 1 norma UNE-EN 60099-4

Longitud de la línea de fuga

Teniendo en cuenta la tabla 1 de la norma UNE-EN 60071-2, se selecciona una línea de fuga específica nominal mínima según el nivel de contaminación más acorde al lugar de la instalación del pararrayos. Por lo tanto, la longitud de la línea de fuga del aislamiento externo del pararrayos deber ser:

$$L_{f_min} \cdot U_s = 25 \cdot 420 = 10500 \text{ mm} \Rightarrow L_f \geq 10500 \text{ mm}$$

Siendo,

L_{f_min} : línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima $\text{mm/kV}^{(1)}$
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> – Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción – Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes – Zonas agrícolas²⁾ – Zonas montañosas <p>Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar³⁾</p>	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> – Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción – Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia – Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)³⁾ 	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> – Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación. – Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar³⁾ 	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> – Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. – Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar. – Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular. 	31,0
<p>1) De acuerdo con la Norma CEI 60815, línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).</p> <p>2) Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.</p> <p>3) Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.</p>		

Tabla B-13 Tabla 1 norma UNE-EN 60071-2


Selección de la autoválvula

En función de los valores anteriores, se selecciona la autoválvula ABB EXLIM P372-GH420, con las siguientes características:

Max. system voltage	Rated voltage	Max. continuous operating voltage		TOV capability		Max. residual voltage with current wave						
U_m	U_r	as per IEC U_c	as per ANSI/IEEE MCOV	1 s	10 s	30/60 μ s			8/20 μ s			
kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
						kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}
420	372	267	301	431	409	726	752	771	804	847	927	1021

Housing	Creepage distance	External insulation			
		1.2/50 μ s dry	50 Hz wet (60s)	60 Hz wet (10s)	250/2500 μ s wet
	mm	kV _{peak}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{peak}
GH420	11002	1946	934	905	1540

Power and productivity
for a better world™



Power and productivity for a better world™ **ABB**

Figura B.19 Características autoválvula 400 kV

Márgenes de protección

Según recomendaciones del fabricante, los márgenes de protección deben ser superiores al 20%, para tener en cuenta una posible reducción con la edad del nivel de aislamiento de los equipos protegidos.

Los márgenes de protección serán:

Margen de protección para impulsos tipo rayo

$$MP_{\text{rayo}} = \left(\frac{U_{wl}}{U_{pl}} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{1425}{927} - 1 \right) \cdot 100 = 53,72 \%$$

Siendo,

U_{wl} : tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo de los equipos (kV)

U_{pl} : nivel de protección a impulsos tipo rayo de la autoválvula (kV)

Margen de protección para impulsos tipo maniobra

$$MP_{\text{maniobra}} = \left(\frac{U_{ws}}{U_{ps}} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{1050}{752} - 1 \right) \cdot 100 = 39,63 \%$$

Siendo,

U_{ws} : tensión soportada nominal a impulsos tipo maniobra de los equipos (kV)

U_{ps} : nivel de protección a impulsos tipo maniobra de la autoválvula (kV)

B.1.5.4 Transformadores de medida y protección

El dimensionamiento de los transformadores de medida y protección se llevará a cabo según los valores de tensión de la tabla A-29 y al nivel de aislamiento requerido según la longitud de la línea de fuga L_f :

$$U_n = 400 \text{ kV}$$

$$L_{f_min} \cdot U_s = 25 \cdot 420 = 10500 \text{ mm} \Rightarrow L_f \geq 10500 \text{ mm}$$

Siendo,

U_n : tensión nominal de la red (kV)

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

L_{f_min} : línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)

Selección del transformador de intensidad

Se selecciona el transformador de intensidad ARTECHE CA-420, con las siguientes características:

Aislamiento papel-aceite > Modelo CA					
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)	
CA-420	420	630	1.425	1.050	10.500

Figura B.20 Características transformador de intensidad 400 kV

Selección del transformador de tensión

Se selecciona el transformador de tensión inductivo ARTECHE UTF-420, con las siguientes características:

Aislamiento papel-aceite > Modelo UT					
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)	
UTF-420	420	630	1.425	1.050	3.500


Figura B.21 Características transformador de tensión inductivo 400 kV

B.1.5.5 Transformadores de potencia

El dimensionamiento de los transformadores de potencia se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "ET 03.359.504.2" de ADIF.

Selección del transformador de potencia.

El transformador de potencia será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características generales:

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

Potencia	MVA	30 / 2 x 15
Relación de transformación	kV	405 ± 7.4% / 2 x 27.5
Nivel de aislamiento	kV	420 / 58
Tensión de cortocircuito	-	10% (base 30 MVA)
Frecuencia	Hz	50
Grupo de conexión	-	Ii0 - Ii6
Aislamiento dieléctrico	-	Aceite Mineral
Sistema de refrigeración	-	ONAN

Figura B.22 Características transformador de potencia 400 kV

B.1.6 Aparamenta AT 55 kV

El cálculo y selección de los diferentes componentes se llevará a cabo teniendo en cuenta los parámetros de diseño indicados en la normativa técnica del Administrador de Infraestructuras Ferroviarias “ADIF”.

B.1.6.1 Aparamenta en subestaciones

B.1.6.1.1 Seccionadores de línea

El dimensionamiento de los seccionadores se llevará a cabo según los valores de la tabla A-29.

Selección del seccionador de línea

Se selecciona el seccionador MESA SG-52/2000, con las siguientes características:


 SG-52/2000	Tensión nominal	Intensidad nominal	Tensión de ensayo				Intensidad corta duración (valor eficaz)	Valor cresta de la intensidad
	kV	Ir	A tierra y entre polos		Sobre la distancia de seccionamiento		Ik	Ip
			A frec. industrial bajo lluvia	A impulso (BIL)	A frec. industrial bajo lluvia	A impulso		
	kV	A	kV	kV	kV	kV	kA	kA
	2 x 27,5	2000	95	250	110	290	31,5	100

Figura B.23 Características seccionador 55 kV en subestaciones

B.1.6.1.2 Autoválvulas (Pararrayos)

El dimensionamiento de los pararrayos, partiendo de los valores de la tabla A-29, seguirá el procedimiento de cálculo y selección de acuerdo con las normas UNE-EN 60099-4 y UNE-EN 50163.

Tensión de funcionamiento continuo

Según la norma UNE-EN 50163, la tensión permanente máxima del sistema de tracción se fija en 27,5 kV y la tensión no permanente máxima en 29 kV (durante 5 min.). Al no poder predecir con exactitud con qué frecuencia o durante qué intervalo de tiempo puede aparecer este aumento de tensión, se debe elegir una tensión de funcionamiento continuo igual o mayor que ésta.

$$U_{cs} = 29 \text{ kV}$$

Tensión asignada por sobretensiones temporales

La tensión asignada del pararrayos debe elegirse en función de las sobretensiones temporales de la red en el lugar de la instalación del pararrayos, teniendo en cuenta sus amplitudes así como sus duraciones. El requisito básico es que la curva característica de sobretensiones temporales del pararrayos sea mayor que la amplitud de la sobretensión temporal de la red.

Sobretensión por defecto a tierra

Un defecto a tierra provoca una sobretensión de la fase sana respecto a tierra. Esta sobretensión viene dada por el coeficiente de puesta a tierra del sistema k , que es el cociente del mayor valor eficaz de tensión de la fase sana con respecto al valor eficaz de tensión en ausencia de falta.

A efectos prácticos, en redes con neutro rígido a tierra y con una alta potencia de cortocircuito, se emplea $k = 1,4$. Por lo tanto, la sobretensión temporal por defecto a tierra será:

$$U_t = k \cdot U_s = 1,4 \cdot 27,5 = 38,5 \text{ kV}$$

Siendo,

k : coeficiente de puesta a tierra

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Pérdidas de carga

Pueden existir dos tipos de pérdidas de carga:

- Las producidas en la catenaria de la red de Adif
- Las producidas en la red de transporte de REE

Las producidas en la catenaria de la red ferroviaria, pueden ser debidas a la desconexión de la red de material motor a través de los pantógrafos o por algún tipo de avería. En ningún caso, este tipo de sobretensión supera el 120% de la tensión nominal a tierra.

Las producidas en la red de transporte de REE son debidas a la desconexión simultanea de cargas conectadas a la misma. Puesto que esta red es bastante extensa y compleja, es habitual que puedan llegar a darse sobretensiones de hasta el 135% de la tensión nominal a tierra.

Tomando el porcentaje de sobretensión más desfavorable, que es el de la red de transporte, la sobretensión temporal debida a las pérdidas de carga será:

$$U_p = 1,35 \cdot U_s = 1,35 \cdot 27,5 = 37,125 \text{ kV}$$

Siendo,

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Aproximadamente, la amplitud y la duración de las sobretensiones temporales, cuya duración está comprendida entre 0,1 s. y 100 s., pueden convertirse en una amplitud equivalente U_{eq} con una duración de 10 s. que responde a la siguiente expresión:

$$U_{eq} = \max\{U_t, U_p\} \cdot \left(\frac{T_t}{10}\right)^{0,02} = 38,5 \cdot \left(\frac{1}{10}\right)^{0,02} = 36,77 \text{ kV}$$

Siendo,

U_t : sobretensión temporal por defecto a tierra (kV)

U_p : sobretensión temporal debida a las pérdidas de carga (kV)

T_t : duración de la sobretensión temporal (s)

La tensión asignada del pararrayos U_r , debe ser superior a la sobretensión temporal equivalente obtenida, aplicando un margen de seguridad del 5%. Por lo tanto, la tensión asignada será:

$$1,05 \cdot U_{eq} = 1,05 \cdot 36,77 = 38,61 \text{ kV} \Rightarrow U_r > 38,61 \text{ kV}$$

Longitud de la línea de fuga

Teniendo en cuenta tabla 1 de la norma UNE-EN 60071-2 (ver tabla B.13), se selecciona una línea de fuga específica nominal mínima según el nivel de contaminación más acorde al lugar de la instalación del pararrayos. Por lo tanto, la longitud de la línea de fuga del aislamiento externo del pararrayos deber ser:

$$L_{f_min} \cdot U_s = 25 \cdot 27,5 = 687,5 \text{ mm} \Rightarrow L_f \geq 687,5 \text{ mm}$$


Siendo,

L_{f_min} : línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Selección de la autoválvula

En función de los valores anteriores, se selecciona la autoválvula ABB POLIM-H 32 N, con las siguientes características:

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

U_c U_r		Residual voltage U_{res} at specified impulse current									
Continuous operating voltage	Rated voltage	Steep current impulse wave 1/... μ s		Lightning current impulse wave 8/20 μ s				Switching current impulse wave 30/60 μ s			
		10 kA	20 kA	2 kA	5 kA	10 kA	$I_n=20$ kA	40 kA	600 A	1000 A	2000 A
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
32	40.0	101.2	108.6	84.8	89.0	92.8	101.2	113.3	78.4	80.6	83.1
Creepage distance		Insulation withstand voltage of empty housing									
		1.2/50 μ s dry		50 Hz, 60 s wet condition							
		required values acc. to IEC	guaranteed	required values acc. to IEC	guaranteed						
mm	mm	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{rms}	kV_{rms}						
1423	527	132	317	63	90						

Power and productivity
for a better world™ 

Figura B.24 Características autoválvula 55 kV en subestaciones

B.1.6.1.3 Celdas de distribución

El dimensionamiento de las celdas de distribución, partiendo de los valores de la tabla A-29, se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "E.T. 03.359.503.4" de ADIF.

Tensión nominal

$$U_n = 2 \times 27,5 \text{ kV} (55 \text{ kV})$$

Corriente de desconexión

Corresponderá a las corrientes de cortocircuito:

$$I_{cc[0.1]SET1} = 11,64 \text{ kA}$$

$$I_{cc[0.1]SET2} = 11,99 \text{ kA}$$

Corriente de conexión


Corresponderá a las intensidades dinámicas de cortocircuito:

$$I_{din_SET1} = 29,10 \text{ kA}$$

$$I_{din_SET2} = 29,97 \text{ kA}$$

Selección de las celdas de distribución

En función de los valores anteriores, se seleccionan las celdas de distribución bifásicas MESA CBGS-2, con las siguientes características:

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--



CBGS-2

Tensión nominal	(kV)	2x27,5
Nivel de aislamiento frecuencia industrial	(kV eficaz)	105
BIL (Onda de choque tipo rayo)	(kV cresta)	250
Intensidad de corta duración 3s	(kA)	25
Capacidad de cierre en corto circuito	(kA)	63
Res. frente a arcos internos IAC AFL-AFLR	(kA/1s)	25
Intensidad nominal embarrado	(A)	...2000
Intensidad nominal derivaciones	(A)	...2000

Figura B.25 Características celdas distribución 55 kV en subestaciones

B.1.6.2 Aparamenta en centros de autotransformación

B.1.6.2.1 Seccionadores de línea

El dimensionamiento de los seccionadores se llevará a cabo según los valores de la tabla A-30.

Selección del seccionador de línea

Se selecciona el seccionador MESA SG-52/2000, con las siguientes características:



SG-52/2000

Tensión nominal	Intensidad nominal Ir	Tensión de ensayo				Intensidad corta duración (valor eficaz) Ik	Valor cresta de la intensidad Ip
		A tierra y entre polos		Sobre la distancia de seccionamiento			
		A frec. industrial bajo lluvia	A impulso (BIL)	A frec. industrial bajo lluvia	A impulso		
kV	A	kV	kV	kV	kV	kA	kA
2 x 27,5	2000	95	250	110	290	31,5	100

Figura B.26 Características seccionador 55 kV en centros de autotransformación

B.1.6.2.2 Autoválvulas (Pararrayos)

El dimensionamiento de los pararrayos, partiendo de los valores de la tabla A-30, seguirá el procedimiento de cálculo y selección de acuerdo con las normas UNE-EN 60099-4 y UNE-EN 50163.

Tensión de funcionamiento continuo

Según la norma UNE-EN 50163, la tensión permanente máxima del sistema de tracción se fija en 27,5 kV y la tensión no permanente máxima en 29 kV (durante 5 min.). Al no poder predecir con exactitud con qué frecuencia o durante qué intervalo de tiempo puede aparecer este aumento de tensión, se debe elegir una tensión de funcionamiento continuo igual o mayor que ésta.

$$U_{cs} = 29 \text{ kV}$$

Tensión asignada por sobretensiones temporales

La tensión asignada del pararrayos debe elegirse en función de las sobretensiones temporales de la red en el lugar de la instalación del pararrayos, teniendo en cuenta sus amplitudes así como sus duraciones. El requisito básico es que la curva característica de sobretensiones temporales del pararrayos sea mayor que la amplitud de la sobretensión temporal de la red.

Sobretensión por defecto a tierra

Un defecto a tierra provoca una sobretensión de la fase sana respecto a tierra. Esta sobretensión viene dada por el coeficiente de puesta a tierra del sistema k , que es el cociente del mayor valor eficaz de tensión de la fase sana con respecto al valor eficaz de tensión en ausencia de falta.

A efectos prácticos, en redes con neutro rígido a tierra y con una alta potencia de cortocircuito, se emplea $k = 1,4$. Por lo tanto, la sobretensión temporal por defecto a tierra será:

$$U_t = k \cdot U_s = 1,4 \cdot 27,5 = 38,5 \text{ kV}$$

Siendo,

k : coeficiente de puesta a tierra

U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Pérdidas de carga

Las pérdidas de carga pueden ser debidas a la desconexión de la red de material motor a través de los pantógrafos o por algún tipo de avería. En ningún caso, este tipo de sobretensión supera el 120% de la tensión nominal a tierra.

Por lo tanto, la sobretensión temporal debida a las pérdidas de carga será:

$$U_p = 1,2 \cdot U_s = 1,2 \cdot 27,5 = 33 \text{ kV}$$

Siendo,

U_s : tensión más elevada de la red (kV)


Aproximadamente, la amplitud y la duración de las sobretensiones temporales, cuya duración está comprendida entre 0,1 s. y 100 s., pueden convertirse en una amplitud equivalente U_{eq} con una duración de 10 s. que responde a la siguiente expresión:

$$U_{eq} = \max\{U_t, U_p\} \cdot \left(\frac{T_t}{10}\right)^{0,02} = 38,5 \cdot \left(\frac{1}{10}\right)^{0,02} = 36,77 \text{ kV}$$

Siendo,

U_t : sobretensión temporal por defecto a tierra (kV)

U_p : sobretensión temporal debida a las pérdidas de carga (kV)

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

T_t : duración de la sobretensión temporal (s)

La tensión asignada del pararrayos U_r , debe ser superior a la sobretensión temporal equivalente obtenida, aplicando un margen de seguridad del 5%. Por lo tanto, la tensión asignada será:

$$1,05 \cdot U_{eq} = 1,05 \cdot 36,77 = 38,61 \text{ kV} \Rightarrow U_r > 38,61 \text{ kV}$$

Longitud de la línea de fuga

Teniendo en cuenta la tabla 1 de la norma UNE-EN 60071-2 (ver tabla B.13), se selecciona una línea de fuga específica nominal mínima según el nivel de contaminación más acorde al lugar de la instalación del pararrayos. Por lo tanto, la longitud de la línea de fuga del aislamiento externo del pararrayos deber ser:

$$L_{f_min} \cdot U_s = 25 \cdot 27,5 = 687,5 \text{ mm} \Rightarrow L_f \geq 687,5 \text{ mm}$$

Siendo,

L_{f_min} : línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)


U_s : tensión más elevada de la red (kV)

Selección de la autoválvula

En función de los valores anteriores, se selecciona la autoválvula ABB POLIM-H 32 N, con las siguientes características:

U_c	U_r	Residual voltage U_{res} at specified impulse current									
Continuous operating voltage	Rated voltage	Steep current impulse wave 1/... μ s		Lightning current impulse wave 8/20 μ s				Switching current impulse wave 30/60 μ s			
		10 kA	20 kA	2 kA	5 kA	10 kA	$I_n=20$ kA	40 kA	500 A	1000 A	2000 A
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
32	40.0	101.2	108.6	84.8	89.0	92.8	101.2	113.3	78.4	80.6	83.1
Creepage distance	Flashover distance	Insulation withstand voltage of empty housing									
		1.2/50 μ s dry			50 Hz, 60 s wet condition						
		required values acc. to IEC	guaranteed		required values acc. to IEC	guaranteed					
mm	mm	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{rms}	kV_{rms}						
1423	527	132	317	63	90						

Power and productivity
for a better world™



Power and productivity
for a better world™ 

Figura B.27 Características autoválvula 55 kV en centros de autotransformación

B.1.6.2.3 Celdas de distribución

El dimensionamiento de las celdas de distribución, partiendo de los valores de la tabla A-30, se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "E.T. 03.359.503.4" de ADIF.

Tensión nominal

$$U_n = 2 \times 27,5 \text{ kV} (55 \text{ kV})$$

Corriente de desconexión

Corresponderá a las corrientes de cortocircuito:

$$I_{cc_ATI1.1} = 7,56 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.2} = 9,12 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.3} = 10,81 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.4} = 11,16 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.5} = 8,98 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATF1.6/2.1} = 7,60 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.2} = 9,23 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.3} = 11,04 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.4} = 11,03 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.5} = 9,67 \text{ kA}$$

Corriente de conexión

Corresponderá a las intensidades dinámicas de cortocircuito:

$$I_{din_ATI1.1} = 18,90 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.2} = 22,80 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.3} = 27,02 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.4} = 27,90 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.5} = 22,45 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATF1.6/2.1} = 19,00 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.2} = 23,07 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.3} = 27,60 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.4} = 27,57 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.5} = 24,17 \text{ kA}$$

Selección de las celdas de distribución

En función de los valores anteriores, se seleccionan las celdas de distribución bifásicas MESA CBGS-2, con las siguientes características:



CBGS-2

Tensión nominal	(kV)	2x27,5
Nivel de aislamiento frecuencia industrial	(kV eficaz)	105
BIL (Onda de choque tipo rayo)	(kV cresta)	250
Intensidad de corta duración 3s	(kA)	25
Capacidad de cierre en corto circuito	(kA)	63
Res. frente a arcos internos IAC AFL-AFLR	(kA/1s)	25
Intensidad nominal embarrado	(A)	...2000
Intensidad nominal derivaciones	(A)	...2000

Figura B.28 Características celdas distribución 55 kV en centros de autotransformación

B.1.6.2.4 Autotransformadores

El dimensionamiento de los autotransformadores se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "ET 03.359.505.9" de ADIF.

Selección del autotransformador.

El autotransformador será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características generales:

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

Potencia	MVA	10
Relación de transformación	kV	55 / 27.5
Nivel de aislamiento	kV	58
Tensión de cortocircuito	-	1%
Frecuencia	Hz	50
Grupo de conexión	-	Ia0
Aislamiento dieléctrico	-	Aceite Mineral
Sistema de refrigeración	-	ONAN

Figura B.29 Características autotransformador 55 kV

B.2 Instalaciones Media Tensión 27,5 kV

B.2.1 Distancias de seguridad

En las subestaciones y centros de autotransformación, las distancias mínimas vendrán determinadas por las distancias para pasillos y zonas de protección descritas en la ITC-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT).

Estos valores son los mínimos determinados por consideraciones de tipo eléctrico, por lo que en ciertos casos, deben ser incrementados para tener en cuenta otros

conceptos como tolerancias de construcción, efectos de cortocircuitos, seguridad del personal, etc.

Distancias en pasillos de servicio

Según la ITC-RAT 14, la anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.

Esta anchura no será inferior a la que a continuación se indica según los casos:

- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un sólo lado, 1 m
- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados, 1,2 m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un sólo lado, 0,8 m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados, 1 m

Los anteriores valores deberán ser totalmente libres, es decir, medidos entre las partes salientes que pudieran existir, tales como mando amovibles de aparatos, barandillas, etc. El ancho libre del pasillo será al menos de 0,5 m cuando las partes móviles o las puertas abiertas de los equipos, interfieran en la ruta hacia la salida.

En cualquier caso, estos pasillos deberán estar libres de todo obstáculo hasta una altura de 230 cm.

A estos efectos no se considerarán pasillos los sótanos de cables o servicio. Cuando se trate de sótanos de cables la altura mínima de los mismos deberá ser tal que se respete la curvatura máxima admisible de los cables, y permita labores de instalación y mantenimiento.

Distancias en zonas de protección para instalaciones eléctricas en el interior de edificios industriales

Según la ITC-RAT 14, en locales en el interior de edificios industriales, siempre que sean instalaciones eléctricas de tercera categoría en celdas bajo envolvente metálica y grado de protección IP 41 (UNE 20324) e IK 10 (UNE-EN 50102) y que no contengan aparatos o transformadores con líquidos combustibles, éstas podrán situarse en cualquier punto del local, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) No estar situadas bajo las áreas barridas por puentes-grúas monocarriles, y otros aparatos de manutención
- b) Estar rodeadas de una barandilla de protección de un metro de altura y separada horizontalmente un mínimo de un metro de la citada envolvente, de forma que impida la aproximación involuntaria a la instalación

Distancias para garantizar la evacuación de gases en caso de defectos internos

Según la ITC-RAT 14, para garantizar la seguridad de los operadores, y cuando proceda del público en general, en casos de defectos internos en alta tensión, se respetarán las condiciones de instalación establecidas por el fabricante en su manual de instrucciones, como por ejemplo, las distancias mínimas entre las celdas y las paredes traseras y laterales.

B.2.1.1 Distancias adoptadas

En el documento *Planos*, junto con la disposición en planta y alzado de las instalaciones, se muestran las distancias finales adoptadas; superándose en todo caso, las distancias mínimas marcadas por la normativa.

B.2.2 Cálculo de los valores de diseño

B.2.2.1 Datos de partida

Los transformadores de servicios auxiliares instalados en las subestaciones tendrán las siguientes características según la Especificación Técnica "ET 03.359.117.3" de ADIF:

	Primario	Secundario
Potencia asignada	250 kVA	
Tensión asignada	27.5 kV	230 V
Nivel de aislamiento	36 kV	
Regulación de tensión	$\pm 2.5\%, \pm 5\%$	
Tensión de cortocircuito	6%	

Tabla B-14 Datos de los transformadores de servicios auxiliares en subestaciones

Los transformadores de servicios auxiliares instalados en los centros de autotransformación tendrán las siguientes características según la Especificación Técnica "ET 03.359.117.3" de ADIF:

	Primario	Secundario
Potencia asignada	100 kVA	
Tensión asignada	27.5 kV	230 V
Nivel de aislamiento	36 kV	
Regulación de tensión	$\pm 2.5\%, \pm 5\%$	
Tensión de cortocircuito	6%	

Tabla B-15 Datos de los transformadores de servicios auxiliares en centros de autotransformación

B.2.2.2 Corrientes nominales y de cortocircuito

Corriente nominal del primario del transformador

La corriente nominal del primario del transformador se calcula según:

$$I_n = \frac{S_n}{U_n}$$

Por lo tanto,

250 kVA)

$$I_n = \frac{250 \cdot 10^3}{27,5 \cdot 10^3} = 9,09 \text{ A}$$

100 kVA)

$$I_n = \frac{100 \cdot 10^3}{27,5 \cdot 10^3} = 3,64 \text{ A}$$

Y según la regulación en carga del transformador,

250 kVA)

$$I_{n,min} = \frac{S_n}{U_n \cdot (1 + \%U_n)} = \frac{250 \cdot 10^3}{27,5 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,05)} = 8,66 \text{ A}$$

$$I_{n,max} = \frac{S_n}{U_n \cdot (1 + \%U_n)} = \frac{250 \cdot 10^3}{27,5 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,05)} = 9,57 \text{ A}$$

100 kVA)

$$I_{n,min} = \frac{S_n}{U_n \cdot (1 + \%U_n)} = \frac{100 \cdot 10^3}{27,5 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,05)} = 3,46 \text{ A}$$

$$I_{n,max} = \frac{S_n}{U_n \cdot (1 + \%U_n)} = \frac{100 \cdot 10^3}{27,5 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,05)} = 3,83 \text{ A}$$

Donde,

$\%U_n$: tanto por ciento de tensión regulable del transformador

Corriente de cortocircuito en el primario del transformador

Las corrientes de cortocircuito que circularán por el primario, serán las corrientes de cortocircuito en los secundarios de los transformadores de potencia de las subestaciones, recogidas en la tabla A-29 (en el caso de los transformadores de 250 kVA), y en los bornes de los centros de autotransformación, recogidas en la tabla A-30 (en el caso de los transformadores de 100 kVA).

Corriente nominal del secundario del transformador

La corriente nominal del secundario se calculará según la misma ecuación que en el primario:

$$I_n = \frac{S_n}{U_n}$$

Por lo tanto,

250 kVA)

$$I_n = \frac{250 \cdot 10^3}{230} = 1086,96 \text{ A}$$

100 kVA)

$$I_n = \frac{100 \cdot 10^3}{230} = 434,78 \text{ A}$$

Corriente de cortocircuito en el secundario del transformador

La corriente de cortocircuito en el secundario se calcula mediante el análisis nodal descrito en el apartado A.2 con la subestación a plena carga.


B.2.2.3 Resultados

A continuación, se presentan dos tablas-resumen de los valores resultantes en las subestaciones y en los centros de autotransformación.

Transformador SS. AA. Subestaciones	
Potencia asignada	250 kVA
Primario del transformador	
Tensión nominal	27.5 kV
Corriente nominal	9.09 A
Mínima	8.66 A
Máxima	9.57 A
	Corriente de cortocircuito
SET-1	11.64 kA
SET-2	11.99 kA
Intensidad dinámica de cortocircuito	
SET-1	29.10 kA
SET-2	29.97 kA
Secundario del transformador	
Tensión nominal	230 V
Corriente nominal	1086.96 A
	Corriente de cortocircuito
SET-1	8.66 kA
SET-2	8.66 kA

Tabla B-16 Resultados valores diseño 27,5 kV en subestaciones

Transformador SS. AA. Centros de Autotransformación	
Potencia asignada	100 kVA
Primario del transformador	
Tensión nominal	27.5 kV
Corriente nominal	3.64 A
Mínima	3.46 A
Máxima	3.83 A
	Corriente de cortocircuito
ATI 1.1	7.56 kA
ATI 1.2	9.12 kA
ATI 1.3	10.81 kA
Intensidad dinámica de cortocircuito	
ATI 1.1	18.90 kA
ATI 1.2	22.80 kA
ATI 1.3	27.02 kA

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

ATI 1.4	11.16 kA	27.90 kA
ATI 1.5	8.98 kA	22.45 kA
ATF 1.6/2.1	7.60 kA	19.00 kA
ATI 2.2	9.23 kA	23.07 kA
ATI 2.3	11.04 kA	27.60 kA
ATI 2.4	11.03 kA	27.57 kA
ATI 2.5	9.67 kA	24.17 kA
Secundario del transformador		
Tensión nominal	230 V	
Corriente nominal	434.78 A	
	Corriente de cortocircuito	
ATI 1.1	3.47 kA	
ATI 1.2	3.48 kA	
ATI 1.3	3.48 kA	
ATI 1.4	3.48 kA	
ATI 1.5	3.48 kA	
ATF 1.6/2.1	3.47 kA	
ATI 2.2	3.48 kA	
ATI 2.3	3.48 kA	
ATI 2.4	3.48 kA	
ATI 2.5	3.48 kA	

Tabla B-17 Resultados valores diseño 27,5 kV en centros de autotransformación

B.2.3 Conductores MT 27,5 kV

B.2.3.1 Conductores de fase en subestaciones

Para la conexión de las celdas 2x27,5 kV con las de 1x25 kV y la de éstas con los transformadores de servicios auxiliares, se utilizarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características:

SILEC
RHZ1 H25 Cu
TENSIÓN: 36/66 kV

 **General Cable**








						
mm ²	mm	mm	kg/km	mm	Ohm/km	μF/km
1277117	120	35,8	45,7	2710	915	0,141
						0,136

Figura B.30 Características cable fase SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu en subestaciones

B.2.3.1.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm ²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-18 Intensidades máximas cable fase SS.AA. SILEC RHZ1 36/66kV H25 en subestaciones

Según esta tabla, para el cable de 120 mm² de cobre (al aire, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 365 A. No obstante, al instalar únicamente un cable, dicha intensidad será superior a la de la tabla.

La intensidad de diseño será la corriente nominal máxima que circula por el primario del transformador de servicios auxiliares, que según la tabla B-16, tiene un valor de 9,57 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 1 \times 120 \text{ Cu}) = 365 \text{ A} > I_{n_{\max}} = 9,57 \text{ A}$$

B.2.3.1.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla B-16.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 120^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 17170,02 \text{ A}$$

$$= 17,17 \text{ kA}$$

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)

S : sección geométrica del conductor (mm^2)

θ_f : temperatura final ($^{\circ}C$)

θ_i : temperatura inicial ($^{\circ}C$)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192:

$$K = 226 \text{ A} \cdot s^{1/2}/mm^2$$

$$\beta = 234,5 \text{ K}$$

De esta forma, podemos concluir que los cables tienen suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD}(\text{SILEC } 1 \times 120 \text{ Cu}) = 17,17 \text{ kA} > \begin{cases} I_{cc_SET1} = 11,64 \text{ kA} \\ I_{cc_SET2} = 11,99 \text{ kA} \end{cases}$$

B.2.3.2 Conductores de fase en centros de autotransformación

Para la conexión de las celdas 2x27,5 kV con las de 1x25 kV y la de éstas con los transformadores de servicios auxiliares, se utilizarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características:

SILEC
RHZ1 H25 Cu
TENSIÓN: 36/66 kV










							
	mm ²	mm	mm	kg/km	mm	Ohm/km	μF/km
1277117	120	35,8	45,7	2710	915	0,141	0,136

Figura B.31 Características cable fase SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu en centros de autotransformación

B.2.3.2.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm ²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-19 Intensidades máximas cable fase SS.AA. SILEC RHZ1 36/66kV H25 en centros de autotransformación

Según esta tabla, para el cable de 120 mm² de cobre (al aire, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 365 A. No obstante, al instalar únicamente un cable, dicha intensidad será superior a la de la tabla.

La intensidad de diseño será la corriente nominal máxima que circula por el primario del transformador de servicios auxiliares, que según la tabla B-17, tiene un valor de 3,83 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 1 \times 120 \text{ Cu}) = 365 \text{ A} > I_{n_{\max}} = 3,83 \text{ A}$$

B.2.3.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla B-17.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 120^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 17170,02 \text{ A}$$

$$= 17,17 \text{ kA}$$

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)

S : sección geométrica del conductor (mm^2)

θ_f : temperatura final ($^{\circ}C$)

θ_i : temperatura inicial ($^{\circ}C$)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192 (ver figura B.12):

$$K = 226 \text{ A} \cdot s^{1/2}/mm^2$$

$$\beta = 234,5 \text{ K}$$

De esta forma, podemos concluir que el cable tiene suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD(SILEC \ 1x120 \ Cu)} = 17,17 \text{ kA} > \begin{cases} I_{cc_ATI1.1} = 7,56 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.2} = 9,12 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.3} = 10,81 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.4} = 11,16 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.5} = 8,98 \text{ kA} \\ I_{cc_ATF1.6/2.1} = 7,60 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.2} = 9,23 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.3} = 11,04 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.4} = 11,03 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.5} = 9,67 \text{ kA} \end{cases}$$

B.2.4 Conductores Neutro

B.2.4.1 Neutro de transformadores SS.AA. en subestaciones

Para la conexión del neutro de los transformadores de servicios auxiliares con los armarios de barra "0", se utilizarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características:

SILEC
RHZ1 H25 Cu

TENSIÓN: 36/66 kV

General Cable








							
	mm ²	mm	mm	kg/km	mm	Ohm/km	μF/km
1277117	120	35.8	45.7	2710	915	0.141	0.136

Figura B.32 Características cable neutro SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu en subestaciones

B.2.4.1.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm ²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-20 Intensidades máximas cable neutro SS.AA. SILEC RHZ1 36/66kV H25 en subestaciones

Según esta tabla, para el cable de 120 mm² de cobre (enterrado, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 360 A. No obstante, al instalar únicamente un cable, dicha intensidad será superior a la de la tabla.

La intensidad de diseño será la corriente nominal máxima que circula por el primario del transformador de servicios auxiliares, que según la tabla B-16, tiene un valor de 9,57 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 1 \times 120 \text{ Cu}) = 360 \text{ A} > I_{n_{\max}} = 9,57 \text{ A}$$

B.2.4.1.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla B-16.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 120^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 17170,02 \text{ A}$$

$$= 17,17 \text{ kA}$$

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)

S : sección geométrica del conductor (mm^2)

θ_f : temperatura final ($^{\circ}C$)

θ_i : temperatura inicial ($^{\circ}C$)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192 (ver figura B.12):

$$K = 226 A \cdot s^{\frac{1}{2}}/mm^2$$

$$\beta = 234,5 K$$

De esta forma, podemos concluir que los cables tienen suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD}(SILEC \ 1x120 \ Cu) = 17,17 \ kA > \begin{cases} I_{cc_SET1} = 11,64 \ kA \\ I_{cc_SET2} = 11,99 \ kA \end{cases}$$

B.2.4.2 Neutro de transformadores SS.AA. en centros de autotransformación

Para la conexión del neutro de los transformadores de servicios auxiliares con los armarios de barra "0", se utilizarán cables unipolares GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu con las siguientes características:

SILEC
RHZ1 H25 Cu
TENSIÓN: 36/66 kV










							
	mm ²	mm	mm	kg/km	mm	Ohm/km	μF/km
1277117	120	35,8	45,7	2710	915	0,141	0,136

Figura B.33 Características cable neutro SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu en centros de autotransformación

B.2.4.2.1 Intensidad máxima admisible

Actualmente no existe una norma que indique de forma general la intensidad máxima admisible en los cables eléctricos de alta tensión (superior a 0,6/1 kV).

La norma UNE 211435, sólo cubre las construcciones de cable y las secciones utilizadas por las empresas eléctricas en los circuitos de distribución de energía, esta limitación hace que numerosas instalaciones receptoras de tipo industrial no tengan una norma de referencia y por ello, la intensidad máxima admisible debe ser calculada de manera individual, y para

cada instalación en concreto, por medio de complejas ecuaciones según la norma UNE 21144.

General Cable, no obstante, proporciona tablas obtenidas a través de la citada norma con las intensidades máximas admisibles en régimen permanente de los conductores empleados.

SECCIÓN CONDUCTOR	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)							
	AL AIRE 40° C				ENTERRADO 25° C			
	3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR		3 UNIPOLARES		1 TRIPOLAR	
mm ²	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
95	315	245	285	225	320	250	295	230
120	365	285	325	255	360	280	340	265
150	415	320	370	290	405	315	385	300
185	475	370	425	330	455	355	420	325
240	555	435	495	385	530	415	490	385
300	645	500	570	445	595	465	560	435
400	745	580	650	505	680	530	630	490
500	845	660	-	-	760	590	-	-
630	975	760	-	-	850	660	-	-
800	1125	920	-	-	950	780	-	-
1000	1260	1050	-	-	1040	870	-	-

TEMPERATURA DEL AIRE 40°C

TEMPERATURA DEL TERRENO 25°C

PROFUNDIDAD DE LA INSTALACIÓN 100 cm

RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO 1 k - m/W

Tabla B-21 Intensidades máximas cable neutro SS.AA. SILEC RHZ1 36/66kV H25 en centros de autotransformación

Según esta tabla, para el cable de 120 mm² de cobre (enterrado, en una terna de 3 unipolares), se admite una intensidad en régimen permanente de 360 A. No obstante, al instalar únicamente un cable, dicha intensidad será superior a la de la tabla.

La intensidad de diseño será la corriente nominal máxima que circula por el primario del transformador de servicios auxiliares, que según la tabla B-17, tiene un valor de 3,83 A.

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{SILEC } 1 \times 120 \text{ Cu}) = 360 \text{ A} > I_{n_{\max}} = 3,83 \text{ A}$$

B.2.4.2.2 Resistencia térmica al cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito admisible se llevará a cabo según se especifica en la norma UNE 21192. Se comprobará este valor con los máximos de la tabla B-17.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito admisible será:

$$I_{AD} = \sqrt{\frac{K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t}} = \sqrt{\frac{226^2 \cdot 120^2 \cdot \ln\left(\frac{250 + 234,5}{90 + 234,5}\right)}{1}} = 17170,02 \text{ A}$$

$$= 17,17 \text{ kA}$$

Siendo,

K : constante que depende del material del conductor ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)

S : sección geométrica del conductor (mm^2)

θ_f : temperatura final ($^{\circ}C$)

θ_i : temperatura inicial ($^{\circ}C$)

β : inversa de variación de resistencia con la temperatura del conductor (K)

t : duración del cortocircuito (s)

Los valores de K y β se obtienen de la tabla 1 de la norma UNE 21192 (ver figura B.12):

$$K = 226 \text{ A} \cdot s^{\frac{1}{2}}/mm^2$$

$$\beta = 234,5 \text{ K}$$

De esta forma, podemos concluir que el cable tiene suficiente resistencia térmica al cortocircuito, ya que:

$$I_{AD(SILEC \ 1 \times 120 \ Cu)} = 17,17 \text{ kA} > \begin{cases} I_{cc_ATI1.1} = 7,56 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.2} = 9,12 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.3} = 10,81 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.4} = 11,16 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI1.5} = 8,98 \text{ kA} \\ I_{cc_ATF1.6/2.1} = 7,60 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.2} = 9,23 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.3} = 11,04 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.4} = 11,03 \text{ kA} \\ I_{cc_ATI2.5} = 9,67 \text{ kA} \end{cases}$$

B.2.5 Aparamenta MT 27,5 kV

El cálculo y selección de los diferentes componentes se llevará a cabo teniendo en cuenta los parámetros de diseño indicados en la normativa técnica del Administrador de Infraestructuras Ferroviarias "ADIF".

B.2.5.1 Aparamenta en subestaciones

B.2.5.1.1 Celdas de distribución

El dimensionamiento de las celdas de distribución, partiendo de los valores de la tabla B-16, se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "E.T. 03.359.507.5" de ADIF.

Tensión nominal

$$U_n = 1 \times 27,5 \text{ kV}$$

Corriente de desconexión

Corresponderá a las corrientes de cortocircuito:

$$I_{cc\text{[m]}}^{SET1} = 11,64 \text{ kA}$$

$$I_{cc\text{[m]}}^{SET2} = 11,99 \text{ kA}$$

Corriente de conexión

Corresponderá a las intensidades dinámicas de cortocircuito:

$$I_{din_SET1} = 29,10 \text{ kA}$$

$$I_{din_SET2} = 29,97 \text{ kA}$$

Selección de las celdas de distribución

En función de los valores anteriores, se seleccionan las celdas de distribución monofásicas MESA CBGS-0, con las siguientes características:



Celda CBGS-0

Tensión nominal	(kV)	1x27,5
Nivel de aislamiento frecuencia industrial	(kV eficaz)	70
BIL (Onda de choque tipo rayo)	(kV cresta)	170
Intensidad de corta duración 3s	(kA)	25
Capacidad de cierre en corto circuito	(kA)	63
Intensidad nominal embarrado	(A)	1250
Intensidad nominal derivaciones	(A)	1250

Figura B.34 Características celdas distribución 27,5 kV en subestaciones

B.2.5.1.2 Transformadores de servicios auxiliares

El dimensionamiento de los transformadores de servicios auxiliares se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "ET 03.359.117.3" de ADIF.

Selección del transformador de servicios auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características generales:



Potencia	kVA	250
Relación de transformación	kV	$27.5 \pm 2.5\%, \pm 5\% / 0.23$
Nivel de aislamiento	kV	36
Tensión de cortocircuito	-	6%
Frecuencia	Hz	50
Grupo de conexión	-	Ii0
Aislamiento dieléctrico	-	Aire
Sistema de refrigeración	-	AN

Figura B.35 Características transformador de servicios auxiliares en subestaciones

B.2.5.2 Aparatación en centros de autotransformación**B.2.5.2.1 Celdas de distribución**

El dimensionamiento de las celdas de distribución, partiendo de los valores de la tabla B-17, se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "E.T. 03.359.507.5" de ADIF.

Tensión nominal

$$U_n = 1 \times 27,5 \text{ kV}$$

Corriente de desconexión

Corresponderá a las corrientes de cortocircuito:

$$I_{cc_ATI1.1} = 7,56 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.2} = 9,12 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.3} = 10,81 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.4} = 11,16 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI1.5} = 8,98 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATF1.6/2.1} = 7,60 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.2} = 9,23 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.3} = 11,04 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.4} = 11,03 \text{ kA}$$

$$I_{cc_ATI2.5} = 9,67 \text{ kA}$$

Corriente de conexión

Corresponderá a las intensidades dinámicas de cortocircuito:

$$I_{din_ATI1.1} = 18,90 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.2} = 22,80 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.3} = 27,02 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.4} = 27,90 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI1.5} = 22,45 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATF1.6/2.1} = 19,00 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.2} = 23,07 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.3} = 27,60 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.4} = 27,57 \text{ kA}$$

$$I_{din_ATI2.5} = 24,17 \text{ kA}$$

Selección de las celdas de distribución

En función de los valores anteriores, se seleccionan las celdas de distribución monofásicas MESA CBGS-0, con las siguientes características:



Celda CBGS-0

Tensión nominal	(kV)	1x27,5
Nivel de aislamiento frecuencia industrial	(kV eficaz)	70
BIL (Onda de choque tipo rayo)	(kV cresta)	170
Intensidad de corta duración 3s	(kA)	25
Capacidad de cierre en corto circuito	(kA)	63
Intensidad nominal embarrado	(A)	1250
Intensidad nominal derivaciones	(A)	1250

Figura B.36 Características celdas distribución 27,5 kV en centros de autotransformación

B.2.5.2.2 Transformadores de servicios auxiliares

El dimensionamiento de los transformadores de servicios auxiliares se hará de acuerdo con la Especificación Técnica "ET 03.359.117.3" de ADIF.

Selección del transformador de servicios auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares será fabricado bajo pedido por ABB y tendrá las siguientes características generales:



Potencia	kVA	100
Relación de transformación	kV	$27.5 \pm 2.5\%$, $\pm 5\%$ / 0.23
Nivel de aislamiento	kV	36
Tensión de cortocircuito	-	6%
Frecuencia	Hz	50
Grupo de conexión	-	Ii0
Aislamiento dieléctrico	-	Aire
Sistema de refrigeración	-	AN

Figura B.37 Características transformador de servicios auxiliares en centros de autotransformación

B.3 Instalaciones Baja Tensión 230 V

El cálculo y selección de los diferentes componentes se realizará de acuerdo al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), así como a los parámetros de diseño indicados por el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias “ADIF”.

B.3.1 Previsión de potencia

B.3.1.1 Previsión de potencia en subestaciones


Para la correcta elección de los transformadores de servicios auxiliares, así como la de los grupos electrógenos, nos serviremos de las siguientes tablas que resumen las potencias aparentes necesarias a partir de los consumos de los circuitos que componen los cuadros de servicios auxiliares:

Transformadores SS.AA.

Circuito	Consumo (W)	Coef. consumo	Potencia activa equivalente (kW)	Cos(ϕ)	Potencia aparente (kVA)
Cuadro de alumbrado y fuerza	14250	1	14.25	0.8	21.49*
Cuadro de 125 V _{cc}	12800	0.5	6.4	0.9	7.11
Cuadro de ondulator	2700	1	2.7	0.9	3
Cuadro de comunicaciones	4000	1	4	0.9	4.44
Saneamiento	2600	0.5	1.3	0.8	1.62
Motores entrada	1000	0.4	0.4	0.8	0.5
Climatización 1	13600	0.8	10.88	0.8	13.6
Climatización 2	4200	0.8	3.36	0.8	4.2
Calefacción 1	3000	0.8	2.4	0.8	3
Calefacción 2	1700	0.8	1.36	0.8	1.7
Extracción 1	60	1	0.06	0.8	0.07
Extracción 2	500	1	0.5	0.8	0.62
Extracción 3	500	1	0.5	0.8	0.62
Caseta de mediciones	300	0.8	0.24	0.8	0.3
Reserva	3000	0.5	1.5	0.8	1.87
Total					64.14

*Se incluye el coeficiente de 1.8 según ITC-BT-09 (REBT) para alumbrado exterior

Tabla B-22 Previsión de potencia transformadores SS.AA. en subestaciones

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

Grupos electrógenos

Circuito	Consumo (W)	Coef. consumo	Potencia activa equivalente (kW)	Cos(ϕ)	Potencia aparente (kVA)
Cuadro de 125 V _{cc}	12800	0.5	6.4	0.9	7.11
Cuadro de ondulator	2700	1	2.7	0.9	3
Cuadro de comunicaciones	4000	1	4	0.9	4.44
Climatización 1	13600	0.8	10.88	0.8	13.6
Climatización 2	4200	0.8	3.36	0.8	4.2
Extracción 1	60	1	0.06	0.8	0.07
Extracción 2	500	1	0.5	0.8	0.62
Extracción 3	500	1	0.5	0.8	0.62
Caseta de mediciones	300	0.8	0.24	0.8	0.3
Reserva	3000	0.5	1.5	0.8	1.87
Total					35.83

Tabla B-23 Previsión de potencia grupos electrógenos en subestaciones

B.3.1.2 Previsión de potencia en centros de autotransformación

Para la correcta elección de los transformadores de servicios auxiliares nos serviremos de las siguientes tablas que resumen las potencias aparentes necesarias a partir de los consumos de los circuitos que componen los cuadros de servicios auxiliares:

Circuito	Consumo (W)	Coef. consumo	Potencia activa equivalente (kW)	Cos(ϕ)	Potencia aparente (kVA)
Cuadro de alumbrado y fuerza	7300	1	7.3	0.8	10.46*
Cuadro de 125 V _{cc}	4800	0.5	2.4	0.9	2.67
Cuadro de ondulator	2250	1	2.25	0.9	2.5
Cuadro de comunicaciones	1800	1	1.8	0.9	2
Motor entrada	500	0.8	0.4	0.8	0.5
Climatización 1	4000	0.8	3.2	0.8	4
Climatización 2	4000	0.8	3.2	0.8	4
Calefacción	4500	0.8	3.6	0.8	4.5
Extracción	150	1	0.15	0.8	0.19
Reserva	3000	0.5	1.5	0.8	1.87
Total					32.69

*Se incluye el coeficiente de 1.8 según ITC-BT-09 (REBT) para alumbrado exterior

Tabla B-24 Previsión de potencia transformador SS.AA. en centros de autotransformación intermedios

Circuito	Consumo (W)	Coef. consumo	Potencia activa equivalente (kW)	Cos(ϕ)	Potencia aparente (kVA)
Cuadro de alumbrado y fuerza	9175	1	9.17	0.8	13.47*
Cuadro de 125 V _{cc}	6100	0.5	3.05	0.9	3.4
Cuadro de ondulator	2250	1	2.25	0.9	2.5
Cuadro de comunicaciones	1800	1	1.8	0.9	2
Motor entrada	500	0.8	0.4	0.8	0.5
Climatización 1	4000	0.8	3.2	0.8	4
Climatización 2	4000	0.8	3.2	0.8	4
Calefacción	4500	0.8	3.6	0.8	4.5
Extracción	170	1	0.17	0.8	0.21
Reserva	3000	0.5	1.5	0.8	1.87
Total					36.45

*Se incluye el coeficiente de 1.8 según ITC-BT-09 (REBT) para alumbrado exterior

Tabla B-25 Previsión de potencia transformador SS.AA. en centro de autotransformación final

B.3.2 Planificación del alumbrado

A partir de las medidas estructurales y la localización de los equipos en las subestaciones y centros de autotransformación, se han modelado mediante el software informático "Dialux", las diferentes instalaciones para poder realizar una simulación de la distribución de la iluminación tanto interior como exterior; determinándose así, el número y el tipo de luminarias necesarias en cada caso.

B.3.2.1 Alumbrado en subestaciones

B.3.2.1.1 Alumbrado exterior

Se diseñará de acuerdo a la norma UNE-EN 12464-2 y al Reglamento de Eficiencia Energética en Instalaciones de Alumbrado Exterior (REEAE).

Albergará toda la zona de intemperie donde se halla el parque de alta tensión, así como la zona intemperie de los pórticos de salida a catenaria.

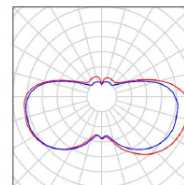
Se dividirá el área a iluminar en dos zonas distintas, fijándose por ello dos niveles de iluminación media:

- Zona de servicio (posiciones y pórticos de salida a catenaria): 50 lux
- Zona de tránsito (viales): 20 lux

Selección de luminarias

El alumbrado exterior se realizará mediante luminarias PHILIPS CDS550 C METRONOMIS 1x150 W y PHILIPS TEMPO 3 RVP351 1x250 W con las siguientes características:

PHILIPS CDS550 C OO 1xSON-T150W
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 7500 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 15000 lm
Potencia de las luminarias: 169.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 66
Código CIE Flux: 19 45 73 66 50
Lámpara: 1 x SON-T150W/220 (Factor de corrección 1.000).



PHILIPS RVP351 1xSON-TPP250W S
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 26228 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 33200 lm
Potencia de las luminarias: 276.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 71 94 100 100 79
Lámpara: 1 x SON-TPP250W (Factor de corrección 1.000).

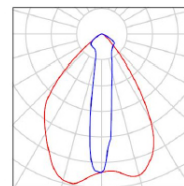
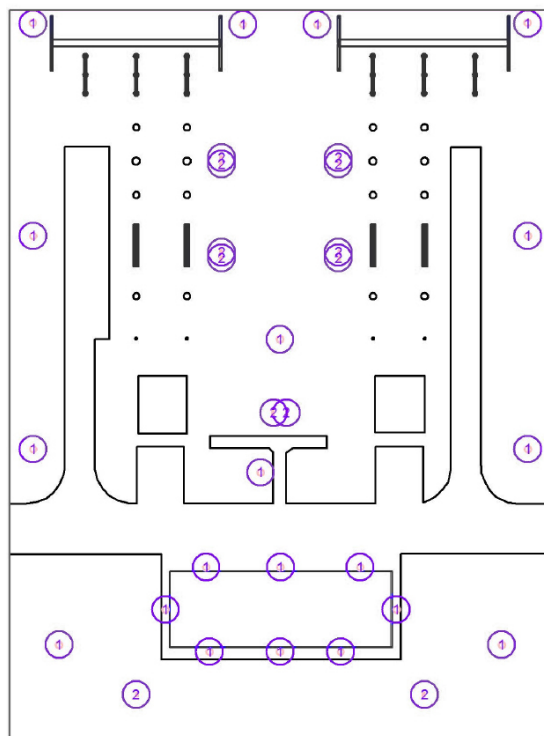


Figura B.58 Luminarias para alumbrado exterior en subestaciones

Ubicación de las luminarias

La ubicación de las luminarias en ambas subestaciones junto con la potencia instalada será la siguiente:

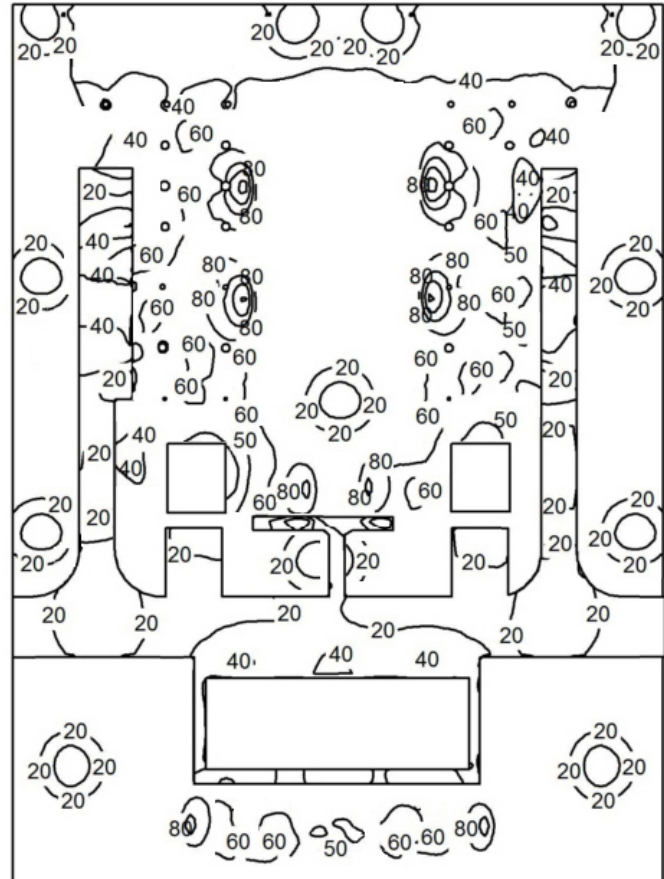


Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	20	PHILIPS CDS550 C OO 1xSON-T150W (1.000)	7500	15000	169.0
2	12	PHILIPS RVP351 1xSON-TPP250W S (1.000)	26228	33200	276.0
Total:			464736	698400	6692.0

Figura B.59 Ubicación luminarias para alumbrado exterior en subestaciones

Resultados luminotécnicos

Las luminarias garantizan los niveles de iluminación media de 50 lux en las zonas de servicio y 20 lux en las zonas de tránsito de las subestaciones con una uniformidad de 0,62.



E_m [lx] 26 E_{min} [lx] 1.94 E_{max} [lx] 379 GR_{Max} 38

Figura B.60 Curvas de flujo luminoso de alumbrado exterior en subestaciones

B.3.2.1.2 Alumbrado interior

Se diseñará de acuerdo a la norma UNE-EN 12464-1 y estará compuesto por el alumbrado de todas las salas que forman parte del edificio de control, fijándose por ello tres niveles de iluminación media:

- Sala de control y comunicaciones: 500 lux
- Sala de celdas: 500 lux
- Sala de transformadores de servicios auxiliares: 300 lux
- Sala de grupo electrógeno: 200 lux
- Almacén: 200 lux
- Aseo: 200 lux

Selección de luminarias

Sala de control y comunicaciones

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W con las siguientes características:

PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 7236 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 10050 lm
Potencia de las luminarias: 108.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 54 90 99 100 71
Lámpara: 3 x TL-D36W/840 (Factor de corrección 1.000).

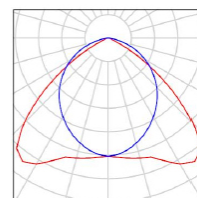


Figura B.61 Luminarias para alumbrado sala de control y comunicaciones en subestaciones

Sala de celdas

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W con las siguientes características:

PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 7236 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 10050 lm
Potencia de las luminarias: 108.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 54 90 99 100 71
Lámpara: 3 x TL-D36W/840 (Factor de corrección 1.000).

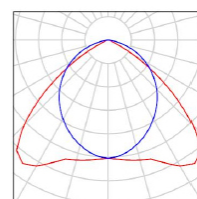


Figura B.62 Luminarias para alumbrado sala de celdas en subestaciones

Sala de transformadores de servicios auxiliares

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS PACIFIC TCW215 2x58W con las siguientes características:

PHILIPS TCW215 2xTL-D58W HFP
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6812 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 10480 lm
Potencia de las luminarias: 110.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 92
Código CIE Flux: 38 67 88 92 65
Lámpara: 2 x TL-D58W/840 (Factor de corrección 1.000).

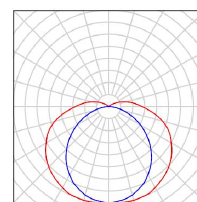


Figura B.63 Luminarias para alumbrado sala de transformadores de servicios auxiliares en subestaciones

Sala de grupo electrógeno

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS PACIFIC TCW215 2x36W con las siguientes características:

PHILIPS TCW215 2xTL-D36W HFP
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 4489 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 6700 lm
Potencia de las luminarias: 72.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 91
Código CIE Flux: 38 68 88 91 67
Lámpara: 2 x TL-D36W/840 (Factor de corrección 1.000).

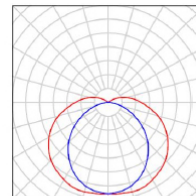


Figura B.64 Luminarias para alumbrado sala de grupo electrógeno en subestaciones

Almacén

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS TMS208 1x36W con las siguientes características:

PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GMS028
1x36W L
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 2513 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3350 lm
Potencia de las luminarias: 36.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 44 76 94 100 75
Lámpara: 1 x TL-D36W/840 (Factor de corrección 1.000).

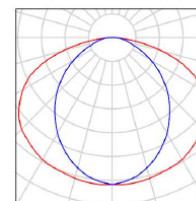
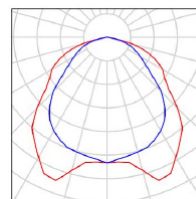


Figura B.65 Luminarias para alumbrado almacén en subestaciones

Aseo

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS LATINA FBH024 2x18W y 2x26W con las siguientes características:

PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P18W
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 1896 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 2400 lm
Potencia de las luminarias: 50.6 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 52 83 98 100 79
Lámpara: 2 x PL-C/2P18W/840 (Factor de corrección 1.000).



PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P26W
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 2556 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3600 lm
Potencia de las luminarias: 65.6 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 49 80 97 100 71
Lámpara: 2 x PL-C/2P26W/840 (Factor de corrección 1.000).

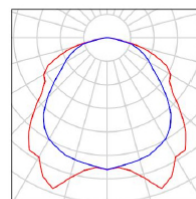
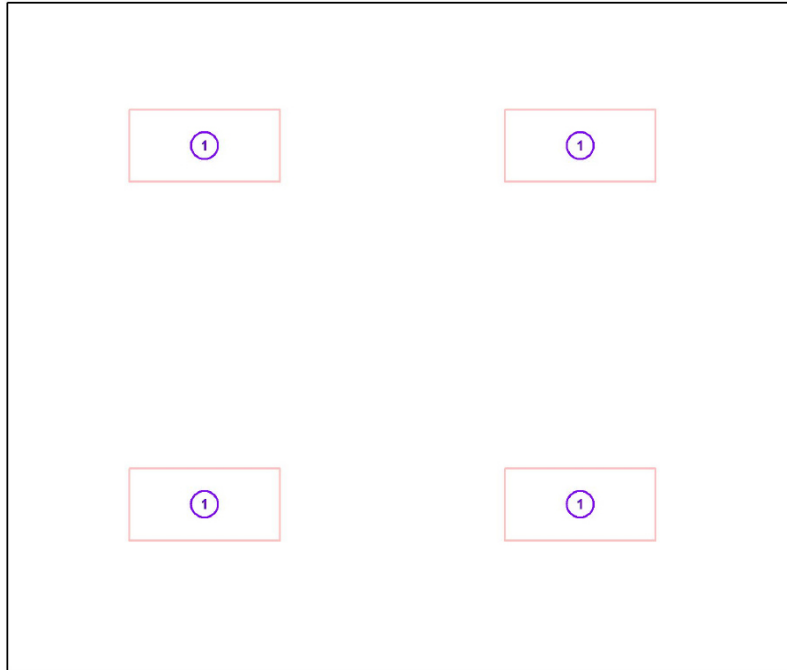


Figura B.66 Luminarias para alumbrado aseo en subestaciones

Ubicación de las luminarias

Sala de control y comunicaciones

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	4	PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3 (1.000)	7236	10050	108.0
Total:			28944	40200	432.0

Figura B.67 Ubicación luminarias sala de control y comunicaciones en subestaciones

Sala de celdas

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:

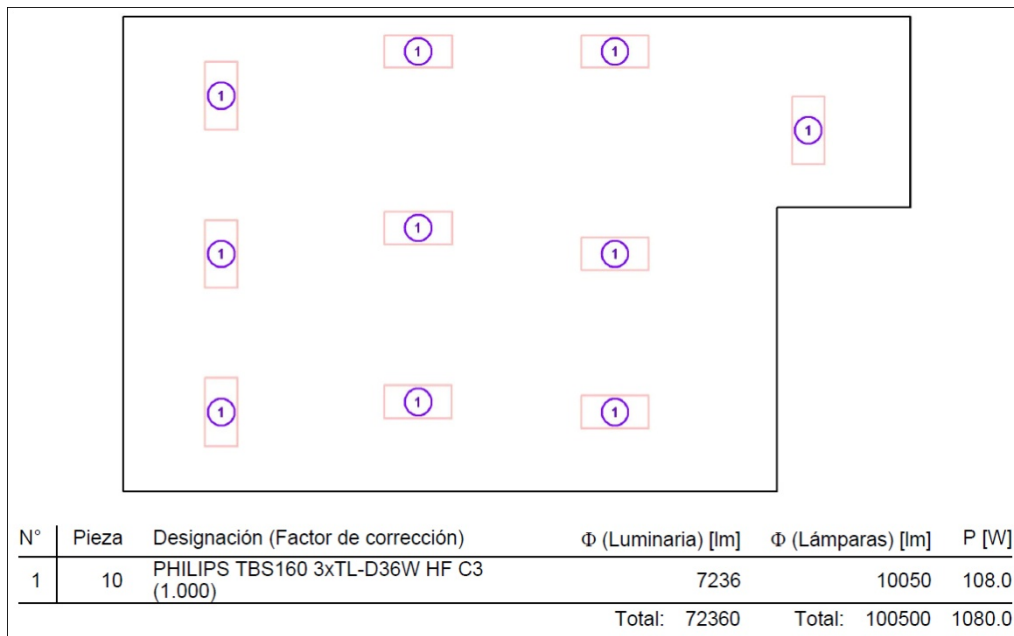


Figura B.68 Ubicación luminarias sala de celdas en subestaciones

Sala de transformadores de servicios auxiliares

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:

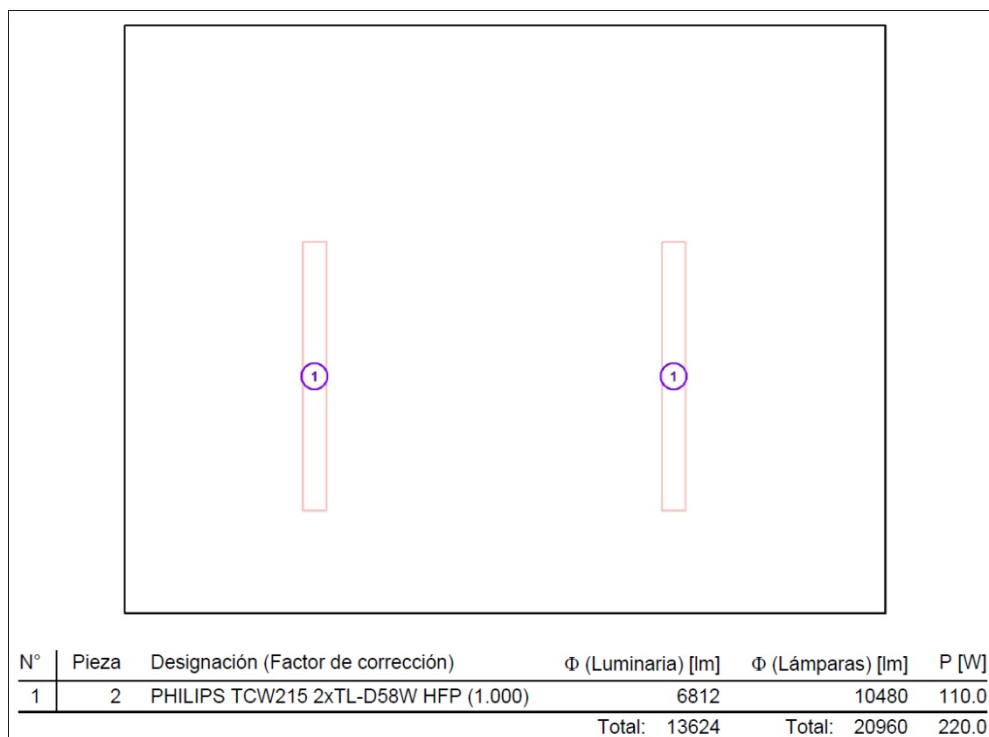
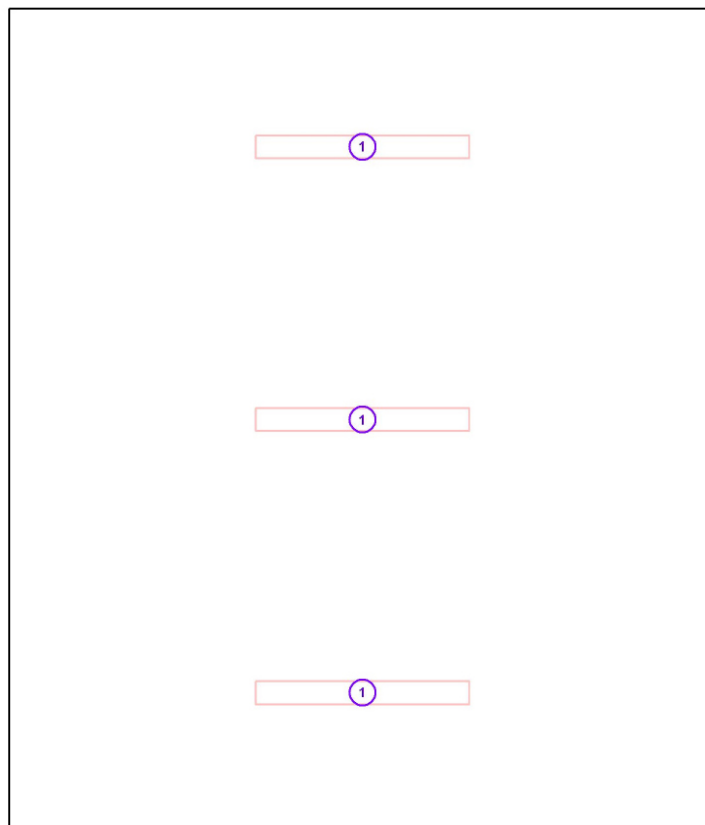


Figura B.69 Ubicación luminarias sala de transformadores de servicios auxiliares en subestaciones


Sala de grupo electrógeno

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:



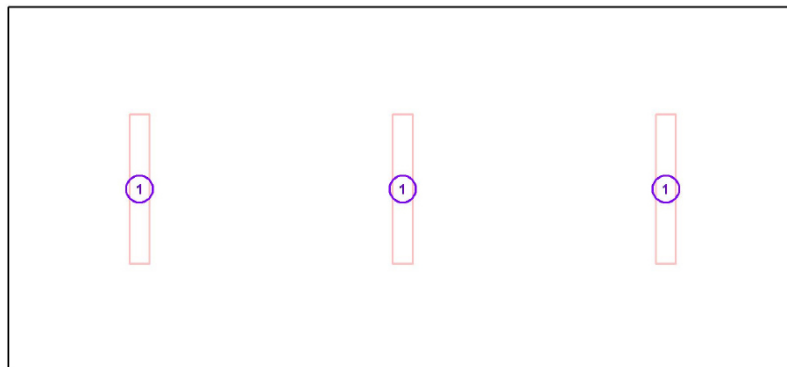
Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	3	PHILIPS TCW215 2xTL-D36W HFP (1.000)	4489	6700	72.0
Total:			13467	20100	216.0

Figura B.70 Ubicación luminarias sala de grupo electrógeno en subestaciones

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

Almacén

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:

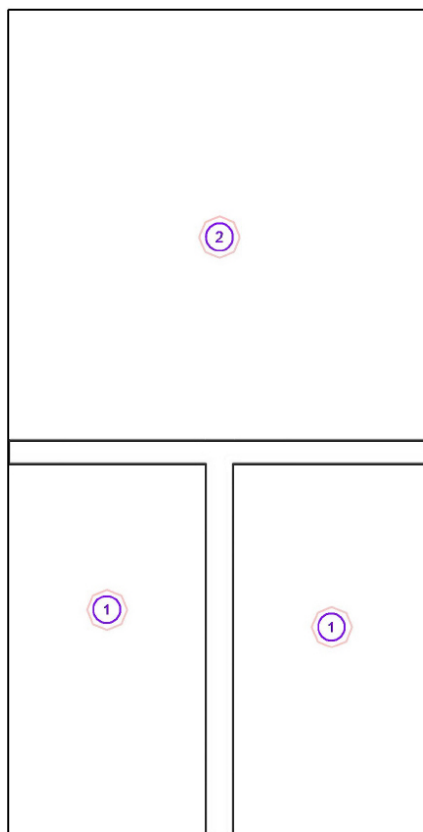


Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	3	PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GMS028 1x36W L (1.000)	2513	3350	36.0
Total:			7538	Total: 10050	108.0

Figura B.71 Ubicación luminarias almacén en subestaciones

Aseo

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	2	PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P18W (1.000)	1896	2400	50.6
2	1	PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P26W (1.000)	2556	3600	65.6
			Total: 6348	Total: 8400	166.8

Figura B.72 Ubicación luminarias aseo en subestaciones

Resultados luminotécnicos

Sala de control y comunicaciones

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 500 lux con una uniformidad de 0,82.

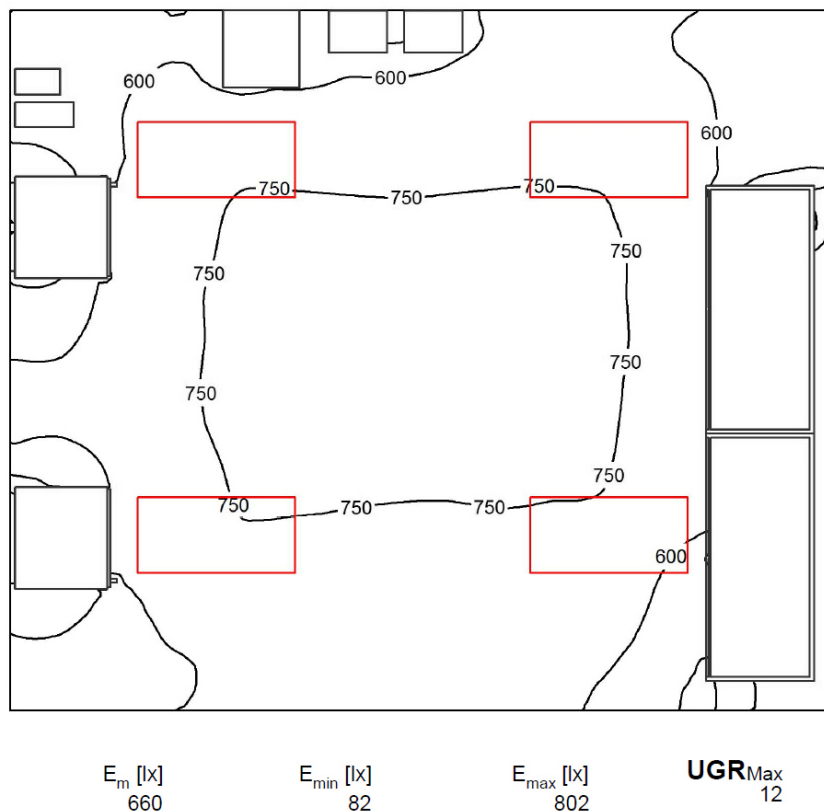


Figura B.73 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de control y comunicaciones en subestaciones

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 500 lux con una uniformidad de 0,76.

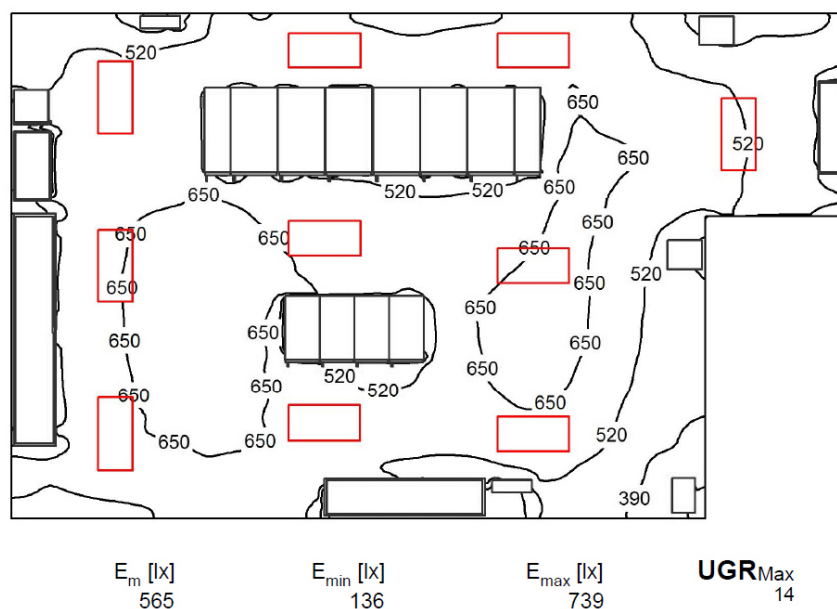


Figura B.74 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de celdas en subestaciones

Sala de transformadores de servicios auxiliares

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 300 lux con una uniformidad de 0,90.

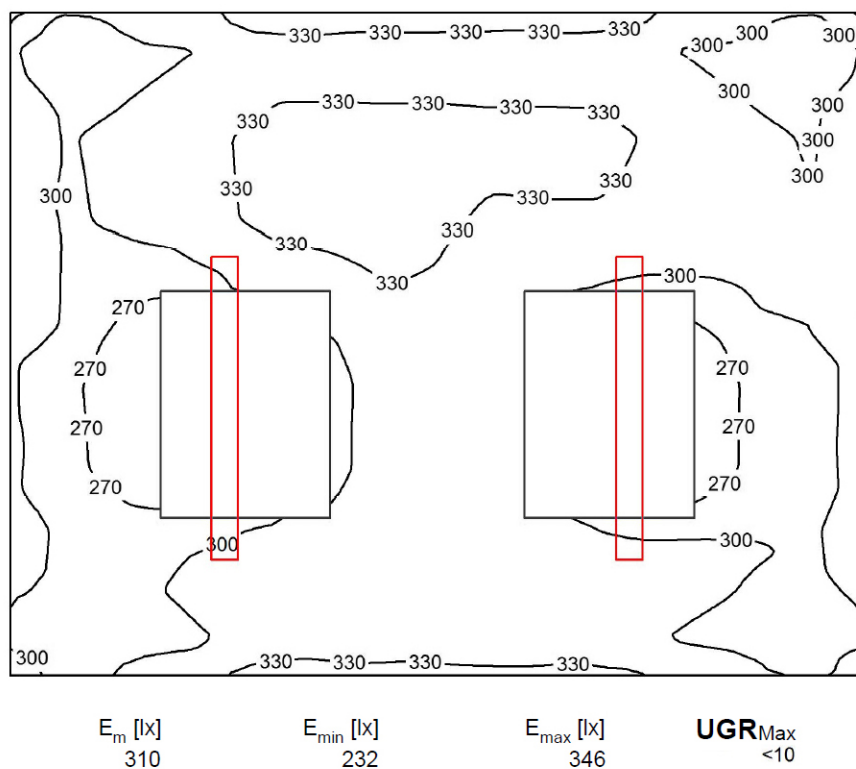


Figura B.75 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de transformadores de servicios auxiliares en subestaciones

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 200 lux con una uniformidad de 0,78.

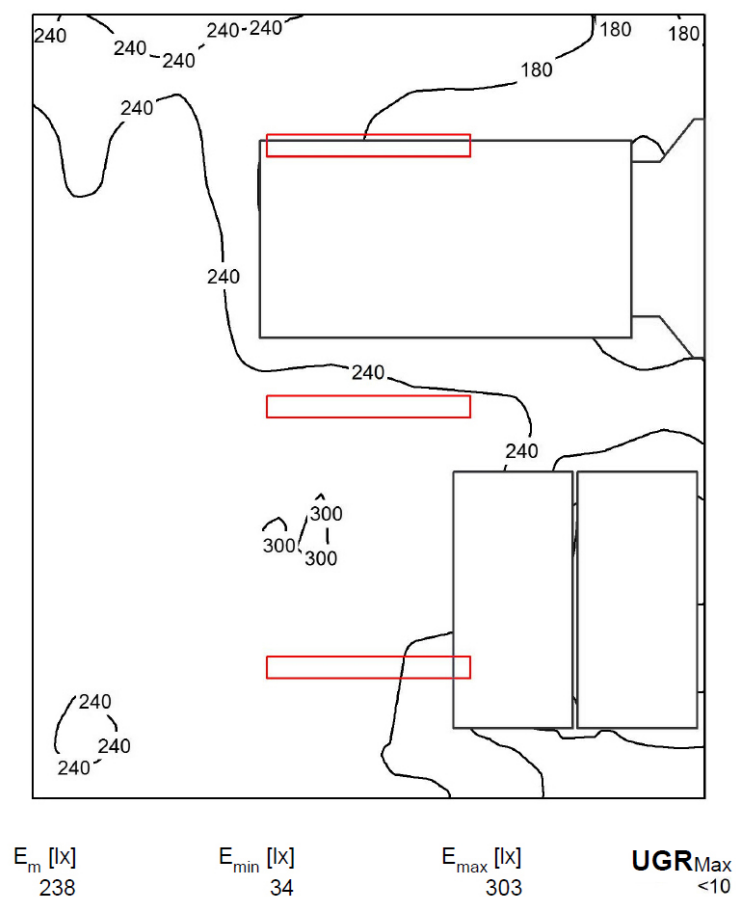


Figura B.76 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de grupo electrógeno en subestaciones

Almacén

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 200 lux con una uniformidad de 0,90.

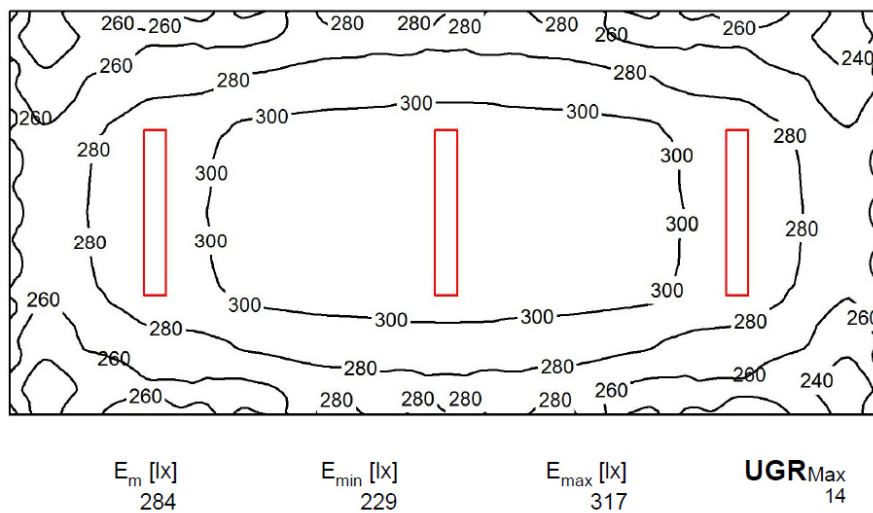


Figura B.77 Curvas de flujo luminoso de alumbrado almacén en subestaciones

Aseo

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 200 lux con una uniformidad de 0,88.

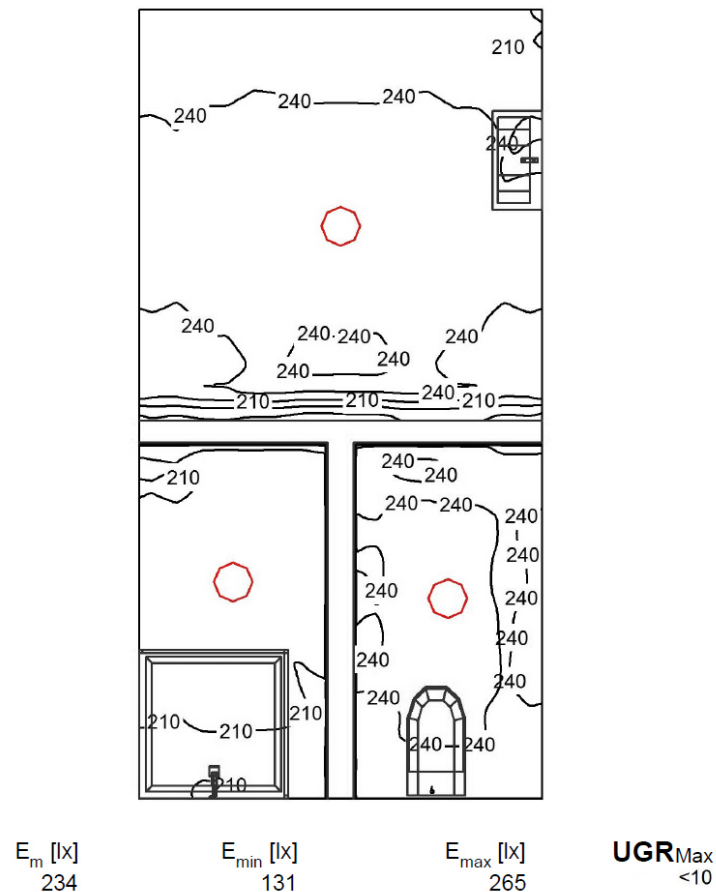


Figura B.78 Curvas de flujo luminoso de alumbrado aseo en subestaciones

B.3.2.1.3 Alumbrado de emergencia

Se diseñará de acuerdo a la norma UNE-EN 1838 y estará compuesto por el alumbrado de emergencia de seguridad del edificio de control y de las vías de evacuación de éste, fijándose por ello dos niveles de iluminación media:

- Emergencia de seguridad: 0,5 lux
- Vías de evacuación: 1 lux

Selección de luminarias

El alumbrado se realizará mediante luminarias LEGRAND URA21^{NEW} 70 lm con las siguientes características:

LEGRAND 661701 URA21NEW - 70 lum 1h NP
Nº de artículo: 661701
Flujo luminoso (Luminaria): 0 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 0 lm
Potencia de las luminarias: 0.0 W
Alumbrado de emergencia: 70 lm, 6.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 95
Código CIE Flux: 36 65 86 95 100
Lámpara: 1 x Definido por el usuario (Factor de
corrección 1.000).

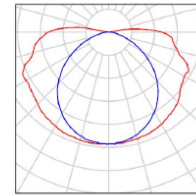
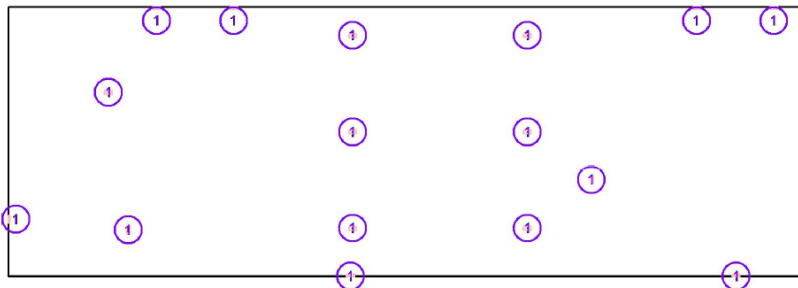


Figura B.79 Luminarias para alumbrado de emergencia en subestaciones

Ubicación de las luminarias

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	16	LEGRAND 661701 URA21NEW - 70 lum 1h NP (1.000)	70	70	6.0
Total:			1120	1120	96.0

Figura B.80 Ubicación luminarias emergencia en subestaciones

Resultados luminotécnicos

Las luminarias garantizan los niveles de iluminación media de 0,5 y 1 lux.

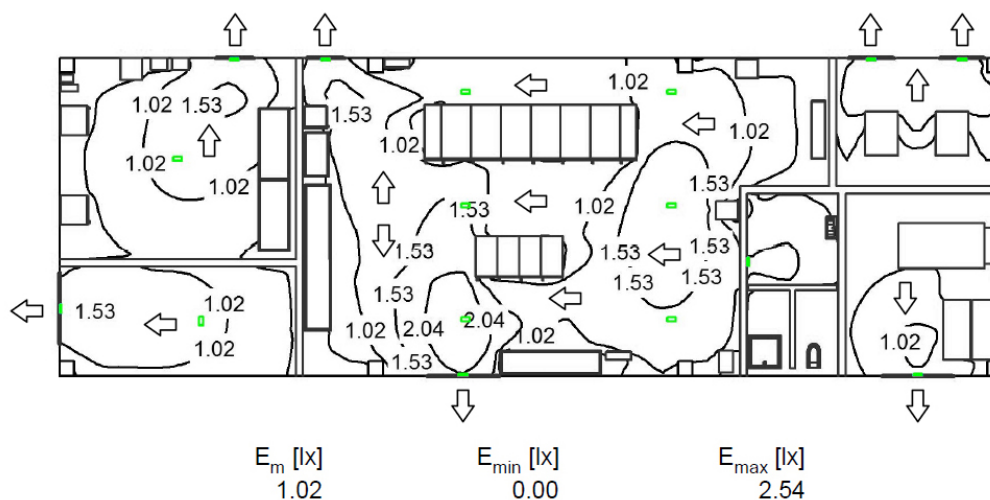


Figura B.81 Curvas de flujo luminoso alumbrado de emergencia en subestaciones

B.3.2.2 Alumbrado en centros de autotransformación

B.3.2.2.1 Alumbrado exterior

Se diseñará de acuerdo a la norma UNE-EN 12464-2 y al Reglamento de Eficiencia Energética en Instalaciones de Alumbrado Exterior (REEAE).

Albergará la zona circundante al edificio de control, los autotransformadores y los pórticos de salida a catenaria.

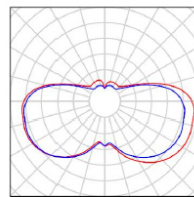
Se dividirá el área a iluminar en dos zonas distintas, fijándose por ello tres niveles de iluminación media:

- Zonas de servicio (autotransformadores y pórticos de salida a catenaria): 100 y 50 lux respectivamente
- Zona de tránsito (viales): 20 lux

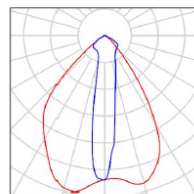
Selección de luminarias

El alumbrado exterior se realizará mediante luminarias PHILIPS CDS550 C METRONOMIS 1x150 W y PHILIPS TEMPO 3 RVP351 1x250 W y 1x400W con las siguientes características:

PHILIPS CDS550 C OO 1xSON-T150W
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 7500 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 15000 lm
Potencia de las luminarias: 169.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 66
Código CIE Flux: 19 45 73 66 50
Lámpara: 1 x SON-T150W/220 (Factor de corrección 1.000).



PHILIPS RVP351 1xSON-TPP250W S
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 26228 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 33200 lm
Potencia de las luminarias: 276.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 71 94 100 100 79
Lámpara: 1 x SON-TPP250W (Factor de corrección 1.000).



PHILIPS RVP351 1xSON-TPP400W S
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 42940 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 56500 lm
Potencia de las luminarias: 433.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 70 94 100 100 76
Lámpara: 1 x SON-TPP400W (Factor de corrección 1.000).

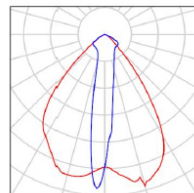
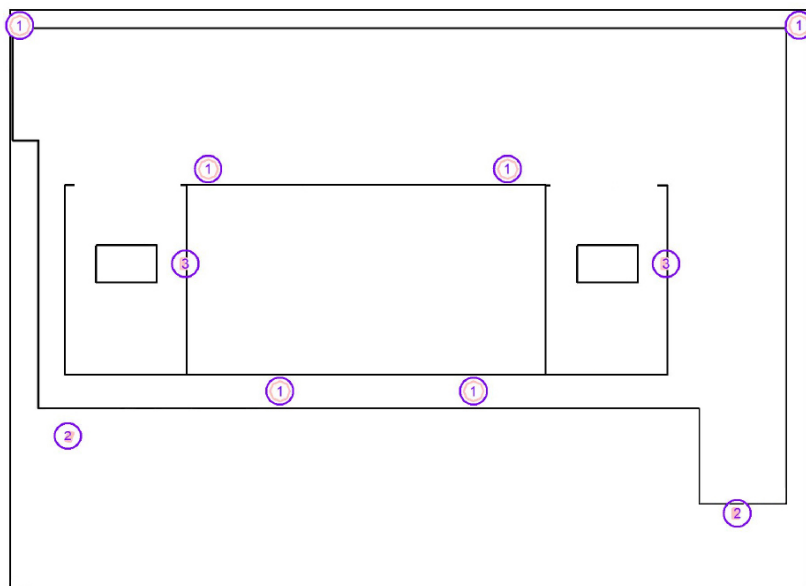


Figura B.82 Luminarias para alumbrado exterior en centros de autotransformación

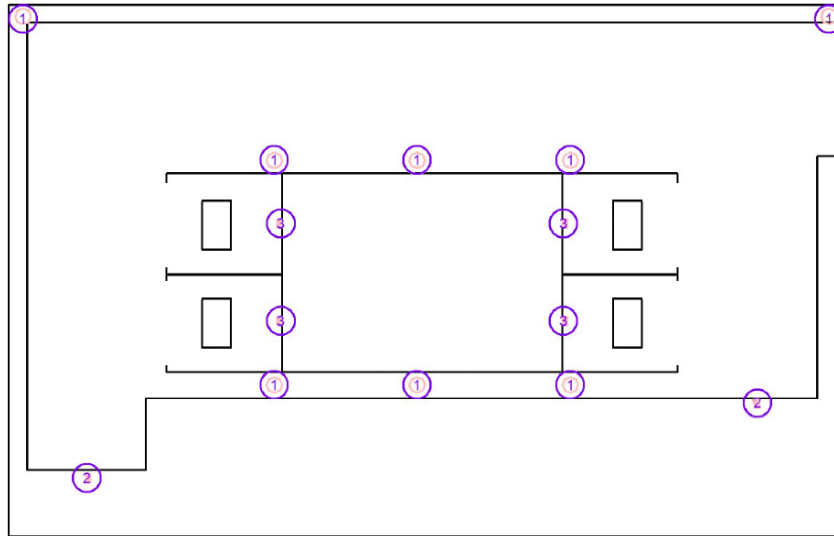
Ubicación de las luminarias

La ubicación de las luminarias en los centros de autotransformación junto con la potencia instalada será la siguiente:



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	6	PHILIPS CDS550 C OO 1xSON-T150W (1.000)	7500	15000	169.0
2	2	PHILIPS RVP351 1xSON-TPP250W S (1.000)	26228	33200	276.0
3	2	PHILIPS RVP351 1xSON-TPP400W S (1.000)	42940	56500	433.0
Total:			183336	269400	2432.0

Figura B.83 Ubicación luminarias para alumbrado exterior en centros de autotransformación intermedios



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	8	PHILIPS CDS550 C OO 1xSON-T150W (1.000)	7500	15000	169.0
2	2	PHILIPS RVP351 1xSON-TPP250W S (1.000)	26228	33200	276.0
3	4	PHILIPS RVP351 1xSON-TPP400W S (1.000)	42940	56500	433.0
Total:			284216	412400	3636.0

Figura

B.84 Ubicación luminarias para alumbrado exterior en centro de autotransformación final

Resultados luminotécnicos

Las luminarias garantizan los niveles de iluminación media de 50 y 100 lux en las zonas de servicio y 20 lux en las zona de tránsito de los centros de autotransformación, con una uniformidad de 0,78 y 0,73 en los centros de autotransformación intermedios y final respectivamente.

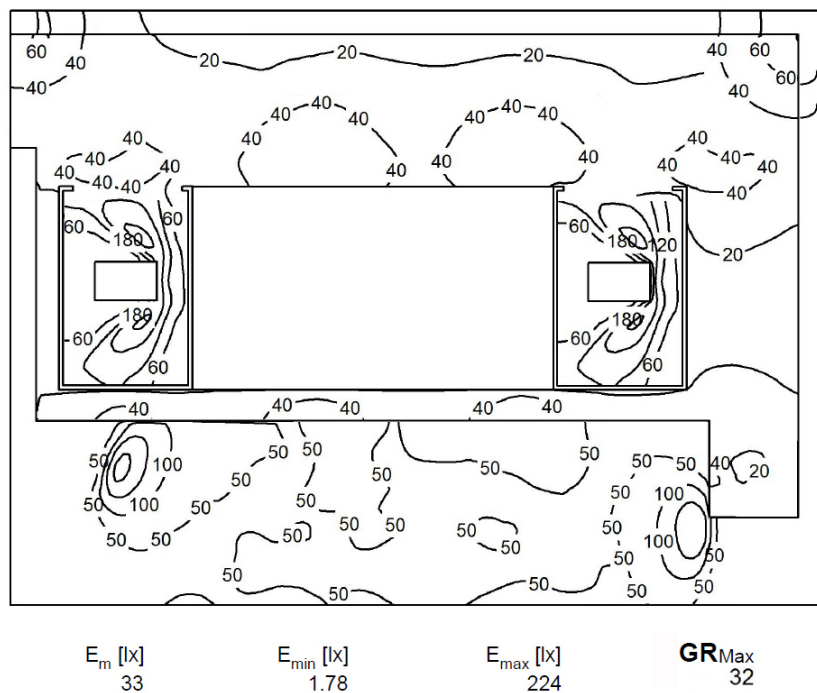


Figura B.85 Curvas de flujo luminoso de alumbrado exterior en centros de autotransformación intermedios

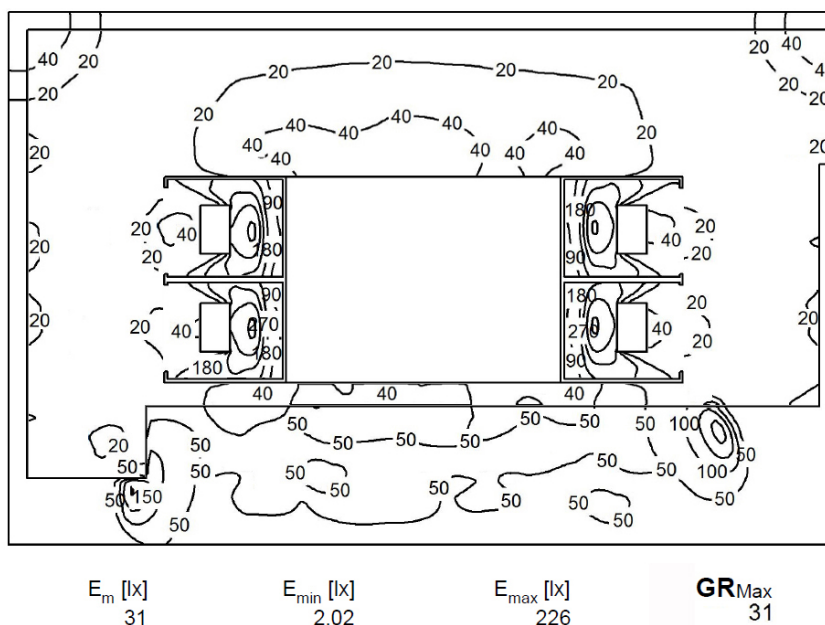


Figura B.86 Curvas de flujo luminoso de alumbrado exterior en centro de autotransformación final

B.3.2.2.2 Alumbrado interior

Se diseñará de acuerdo a la norma UNE-EN 12464-1 y estará compuesto por el alumbrado de todas las salas que forman parte del edificio de control, fijándose por ello tres niveles de iluminación media:

- Sala de control y comunicaciones: 500 lux
- Sala de celdas: 500 lux
- Sala de de servicios auxiliares: 300 lux
- Almacén: 200 lux

Selección de luminarias

Sala de control y comunicaciones

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W con las siguientes características:

PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 7236 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 10050 lm
Potencia de las luminarias: 108.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 54 90 99 100 71
Lámpara: 3 x TL-D36W/840 (Factor de corrección 1.000).

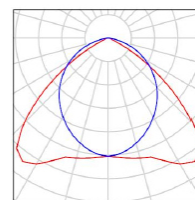


Figura B.87 Luminarias para alumbrado sala de control y comunicaciones en centros de autotransformación

Sala de celdas

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS IMPALA TBS160 3x36W con las siguientes características:

PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
Nº de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 7236 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 10050 lm
Potencia de las luminarias: 108.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 54 90 99 100 71
Lámpara: 3 x TL-D36W/840 (Factor de corrección 1.000).

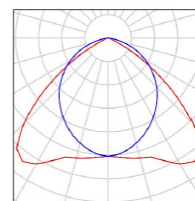


Figura B.88 Luminarias para alumbrado sala de celdas en centros de autotransformación

Sala de servicios auxiliares

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS PACIFIC TCW215 2x58W con las siguientes características:

PHILIPS TCW215 2xTL-D58W HFP
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 6812 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 10480 lm
Potencia de las luminarias: 110.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 92
Código CIE Flux: 38 67 88 92 65
Lámpara: 2 x TL-D58W/840 (Factor de corrección 1.000).

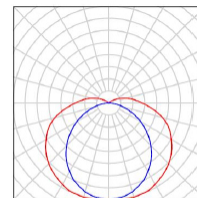


Figura B.89 Luminarias para alumbrado sala de servicios auxiliares en centros de autotransformación

Almacén

El alumbrado se realizará mediante luminarias PHILIPS TMS208 1x36W con las siguientes características:

PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GMS028
1x36W L
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 2513 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3350 lm
Potencia de las luminarias: 36.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 44 76 94 100 75
Lámpara: 1 x TL-D36W/840 (Factor de corrección 1.000).

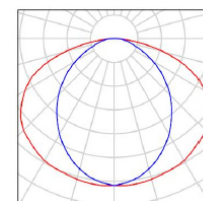
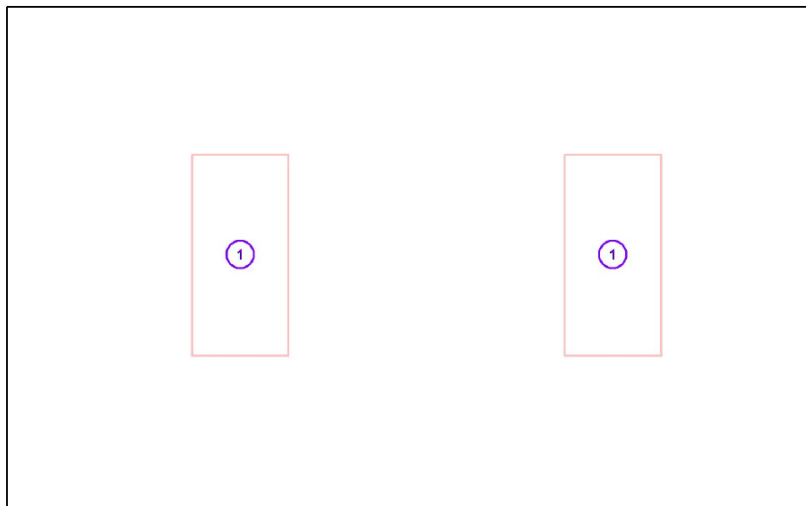


Figura B.90 Luminarias para alumbrado almacén en centros de autotransformación

Ubicación de las luminarias

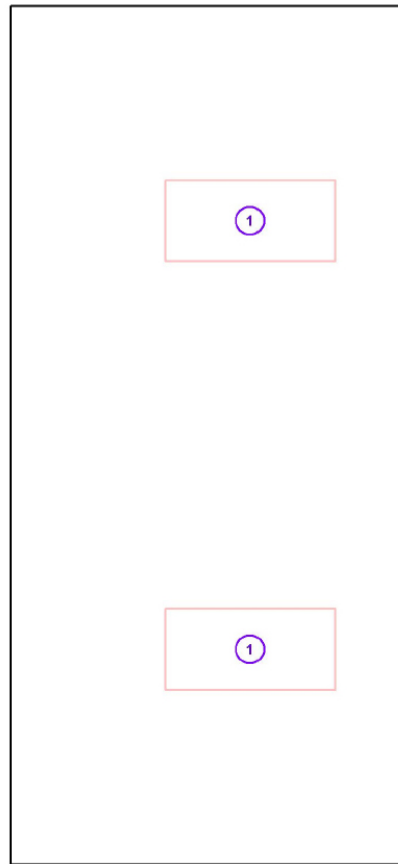
Sala de control y comunicaciones

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	2	PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3 (1.000)	7236	10050	108.0
			Total: 14472	Total: 20100	216.0

Figura B.91 Ubicación luminarias sala de control y comunicaciones en centros de autotransformación intermedios

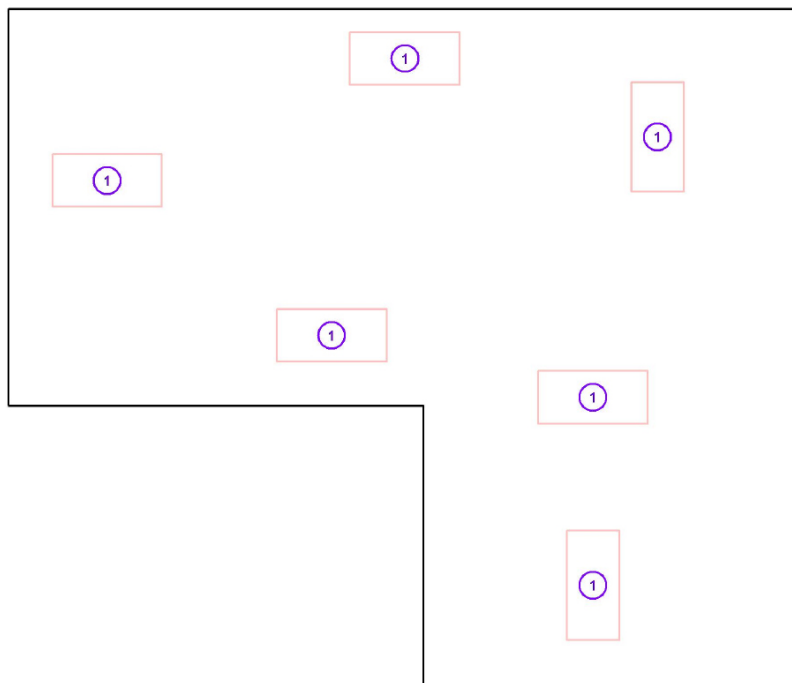


Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	2	PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3 (1.000)	7236	10050	108.0
Total:			14472	20100	216.0

Figura B.92 Ubicación luminarias sala de control y comunicaciones en centro de autotransformación final

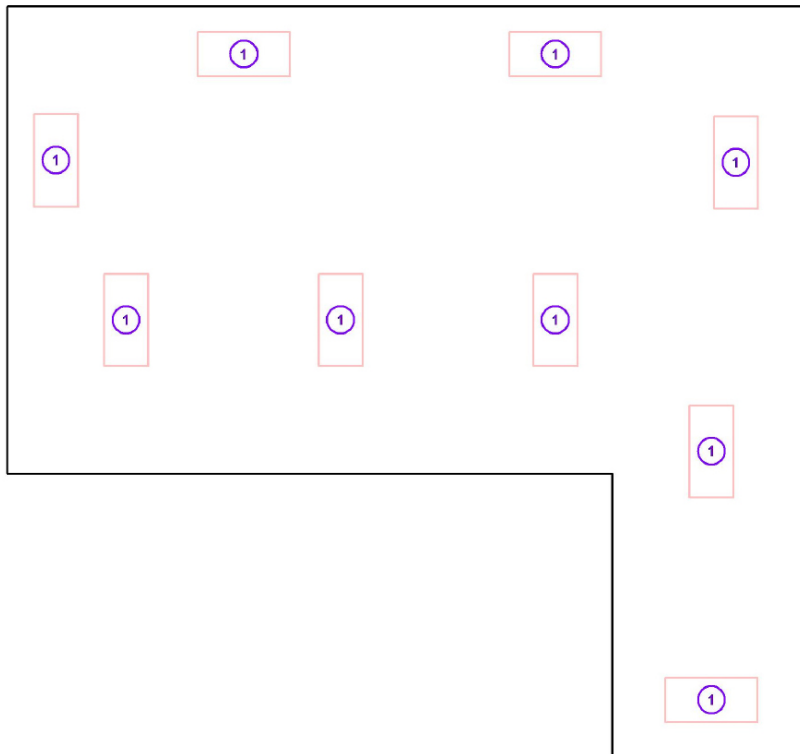
Sala de celdas

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	6	PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3 (1.000)	7236	10050	108.0
Total:			43416	60300	648.0

Figura B.93 Ubicación luminarias sala de celdas en centros de autotransformación intermedios



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	9	PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3 (1.000)	7236	10050	108.0
			Total: 65124	Total: 90450	972.0

Figura B.94 Ubicación luminarias sala de celdas en centro de autotransformación final

Sala de servicios auxiliares

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:

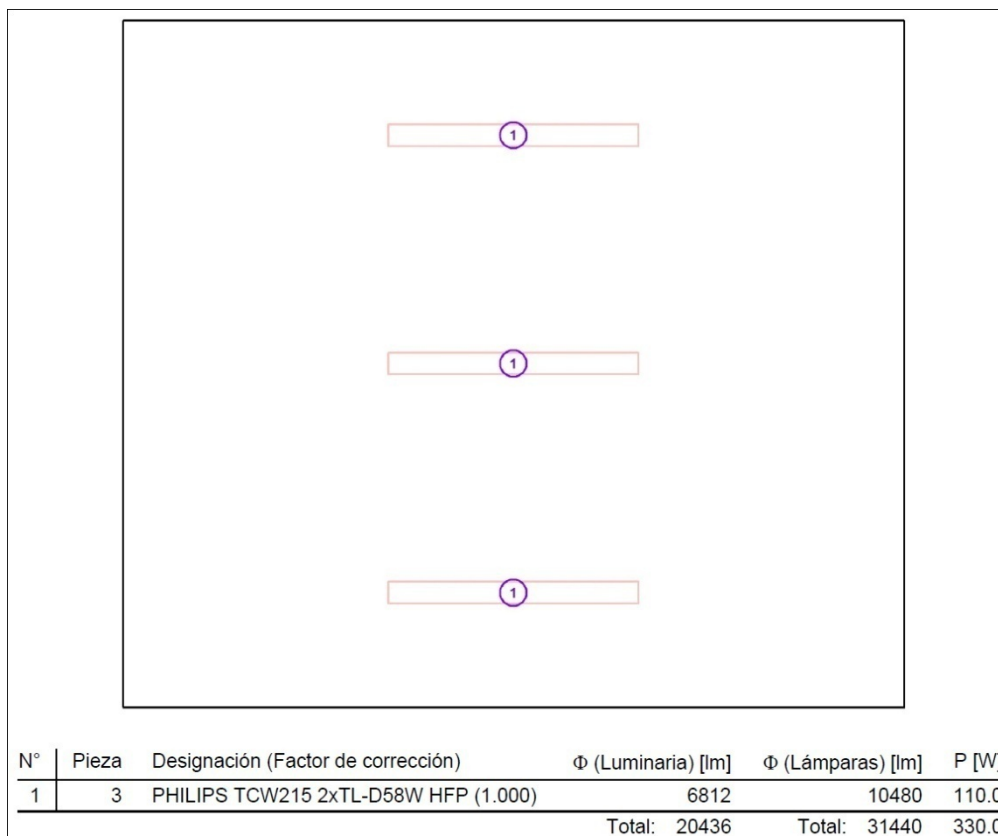
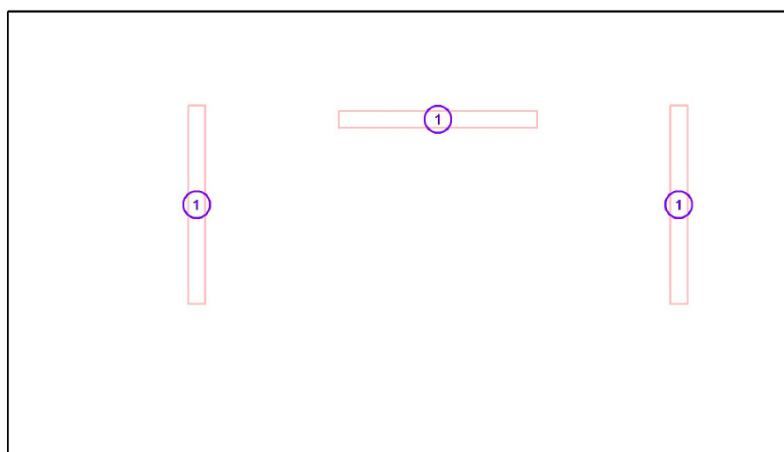


Figura B.95 Ubicación luminarias sala de servicios auxiliares en centros de autotransformación intermedios



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	3	PHILIPS TCW215 2xTL-D58W HFP (1.000)	6812	10480	110.0
			Total: 20436	Total: 31440	330.0

Figura B.96 Ubicación luminarias sala de servicios auxiliares en centro de autotransformación final

Almacén

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:

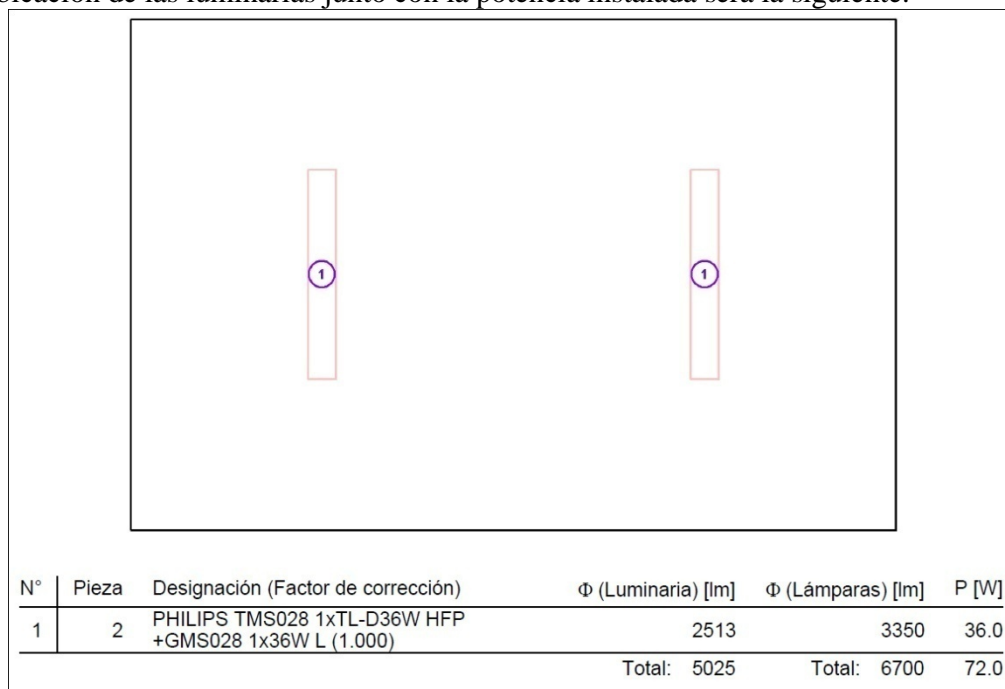


Figura B.97 Ubicación luminarias almacén en centros de autotransformación intermedios

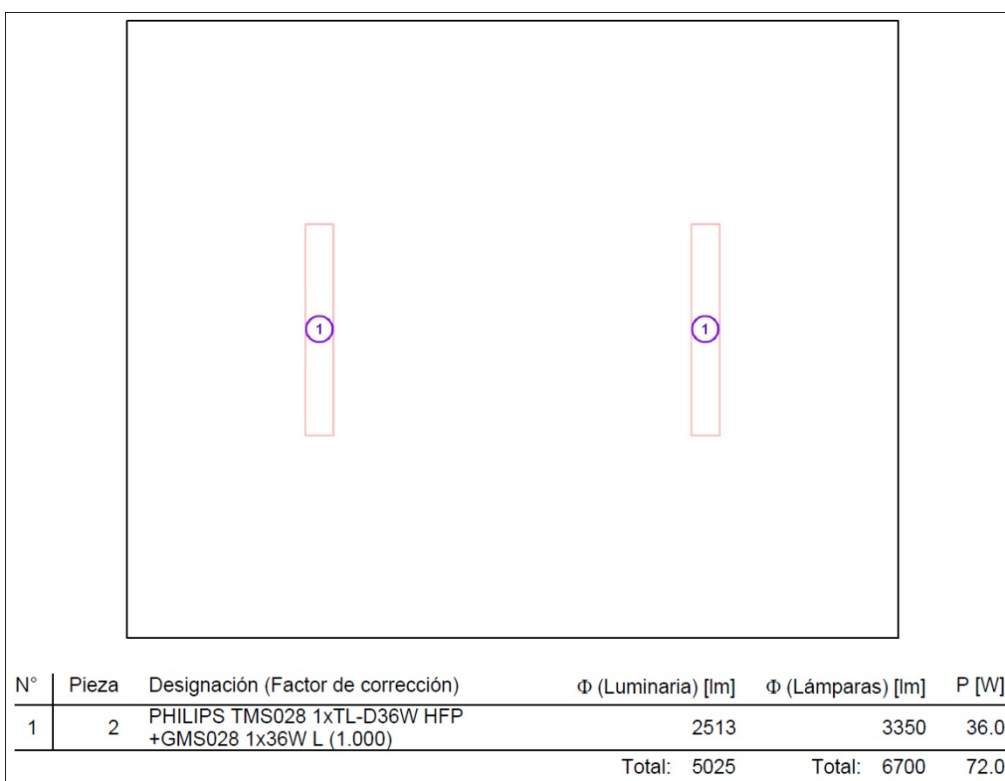


Figura B.98 Ubicación luminarias almacén en centro de autotransformación final

Resultados luminotécnicos

Sala de control y comunicaciones

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 500 lux con una uniformidad de 0,82 y 0,80 en los centros de autotransformación intermedios y final respectivamente.

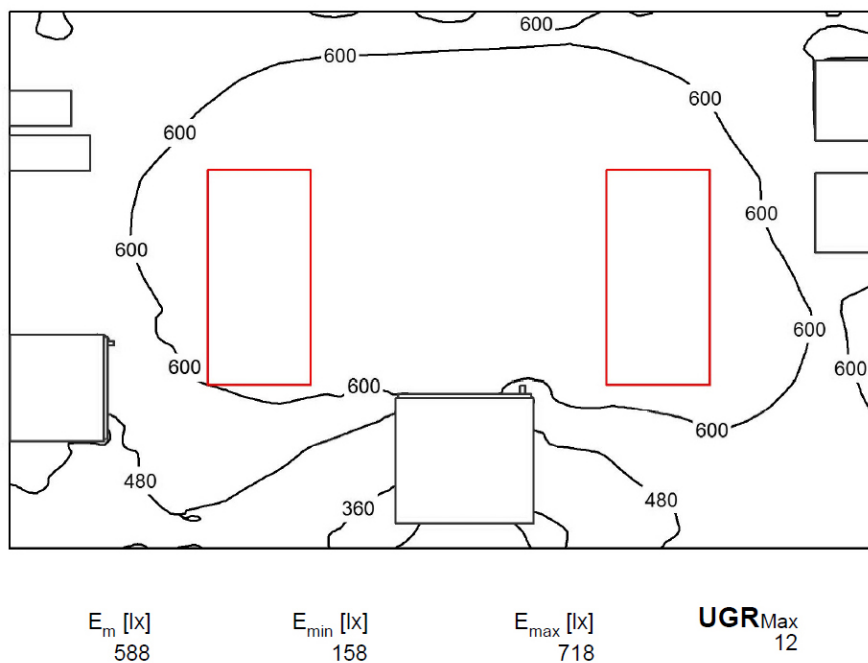


Figura B.99 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de control y comunicaciones en centros de autotransformación intermedios

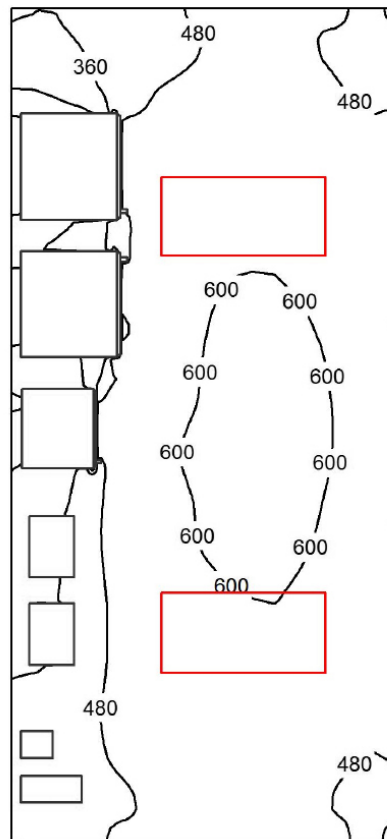
 E_m [lx]
513 E_{min} [lx]
63 E_{max} [lx]
642 UGR_{Max}
<10

Figura B.100 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de control y comunicaciones en centro de autotransformación final

Sala de celdas

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 500 lux con una uniformidad de 0,79 y 0,81 en los centros de autotransformación intermedios y final respectivamente.

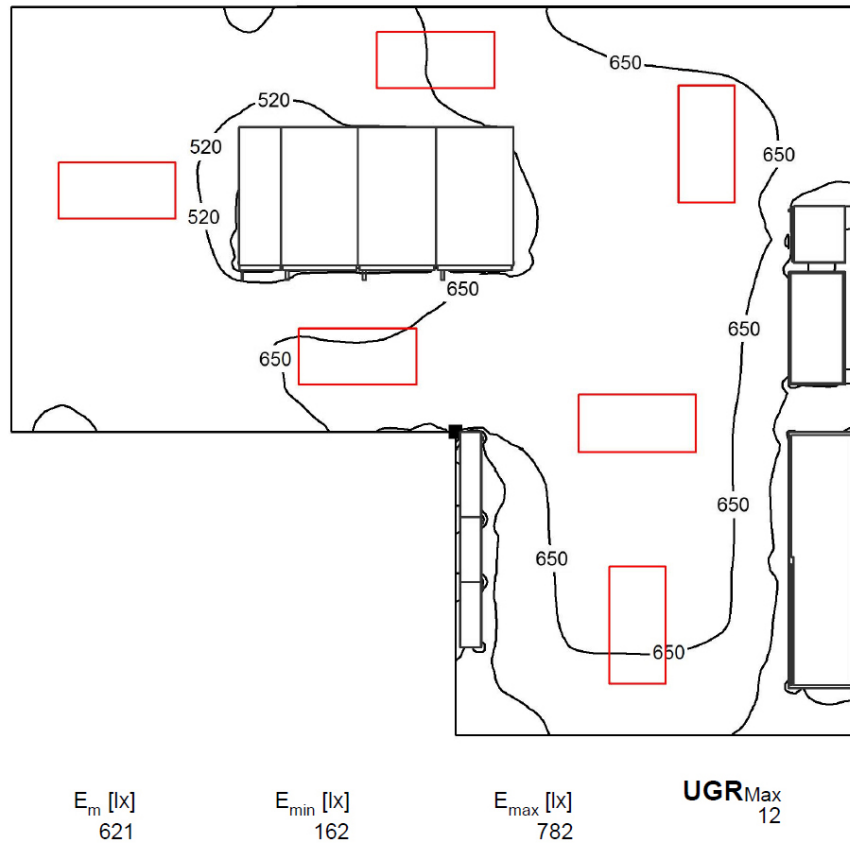


Figura B.101 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de celdas en centros de autotransformación intermedios

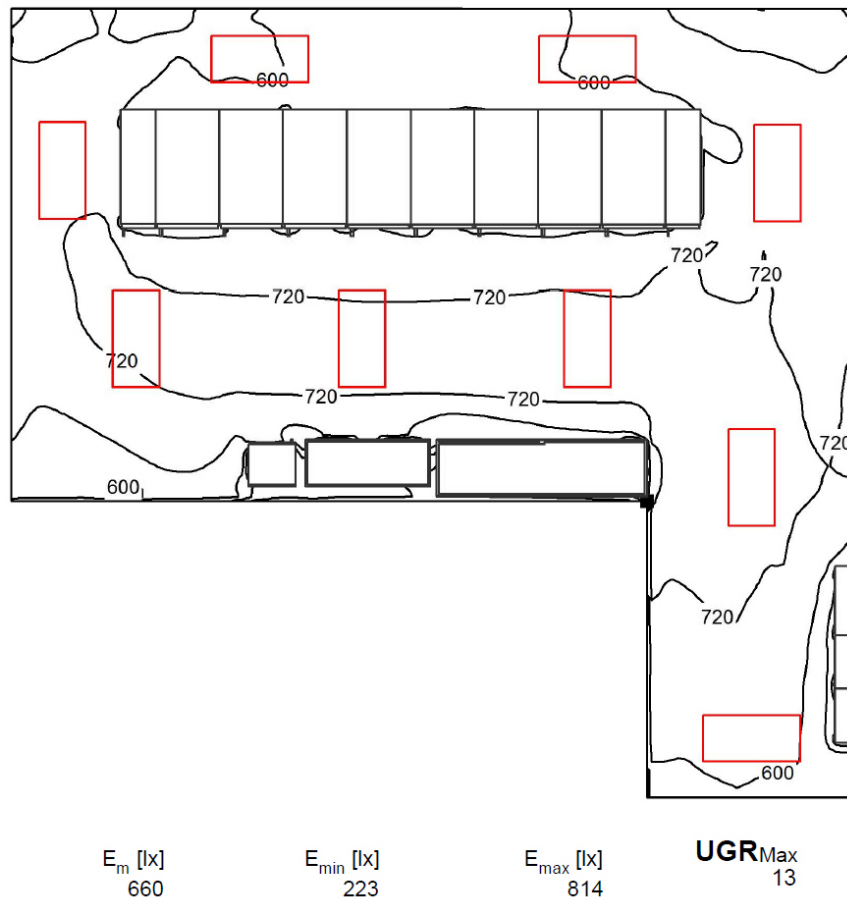


Figura B.102 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de celdas en centro de autotransformación final

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 300 lux con una uniformidad de 0,76 y 0,74 en los centros de autotransformación intermedios y final respectivamente.

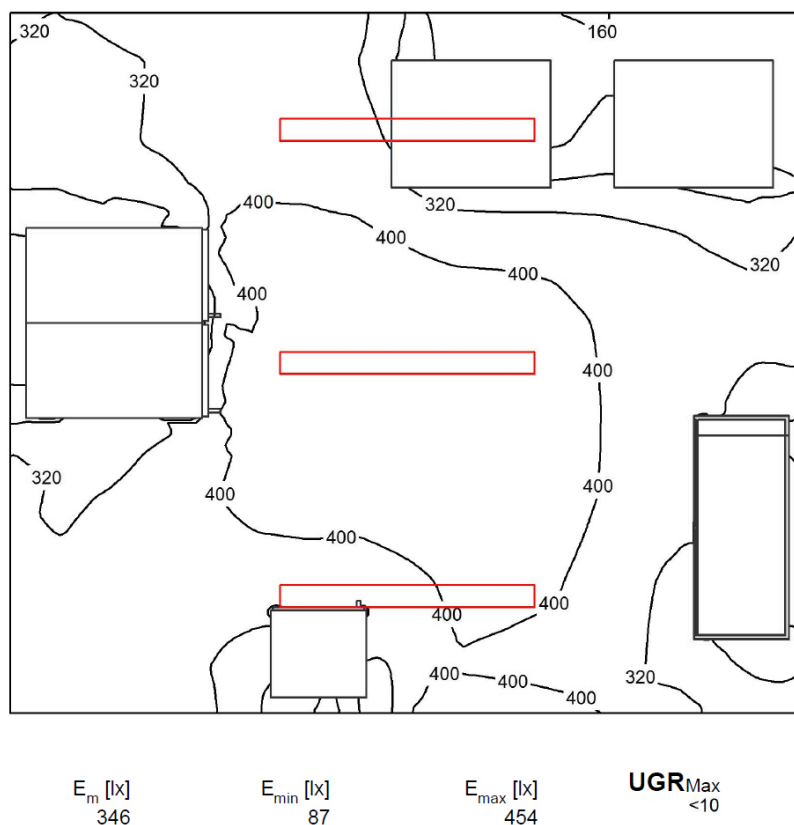


Figura B.103 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de servicios auxiliares en centros de autotransformación intermedios

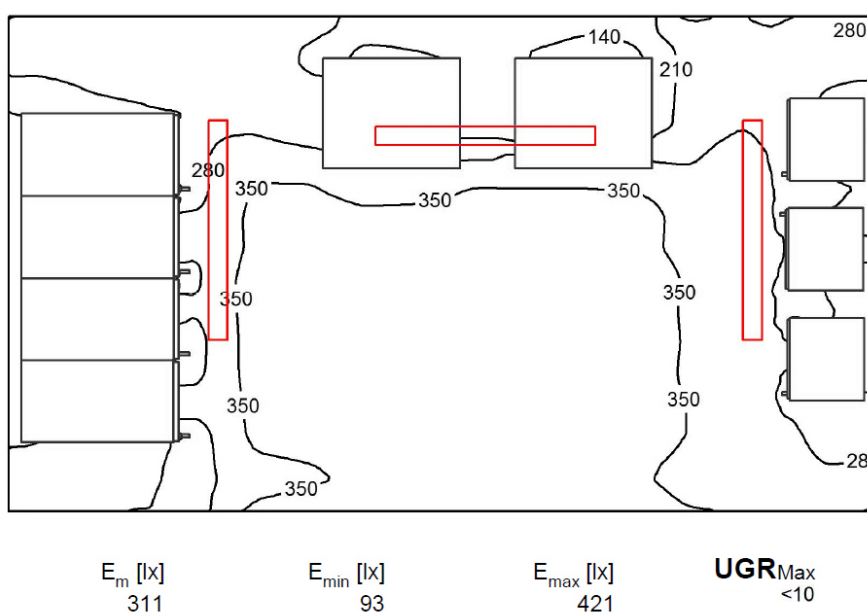


Figura B.104 Curvas de flujo luminoso de alumbrado sala de servicios auxiliares en centro de autotransformación final

Almacén

Las luminarias garantizan el nivel de iluminación media de 200 lux con una uniformidad de 0,90 y 0,88 en los centros de autotransformación intermedios y final respectivamente.

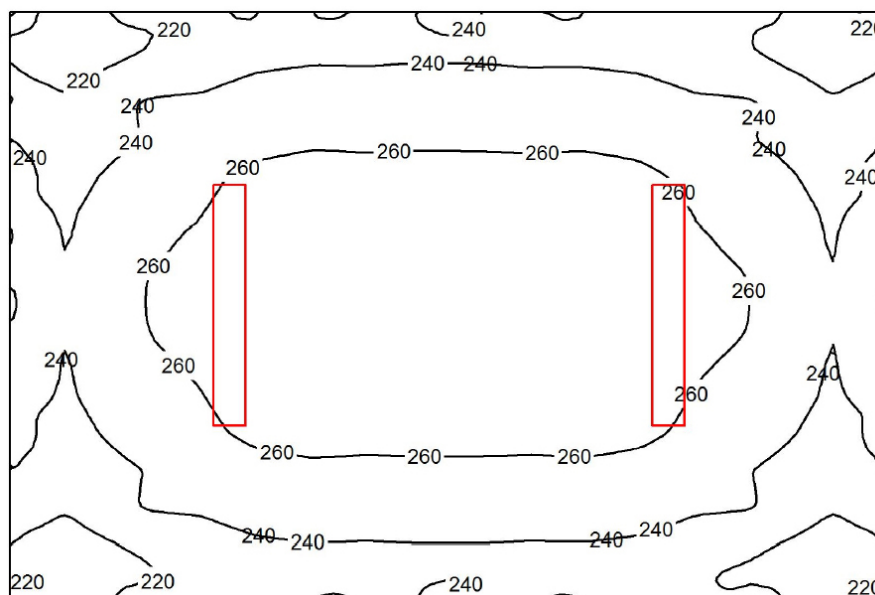
 E_m [lx]
249 E_{min} [lx]
195 E_{max} [lx]
278 UGR_{Max}
11

Figura B.105 Curvas de flujo luminoso de alumbrado almacén en centros de autotransformación intermedios

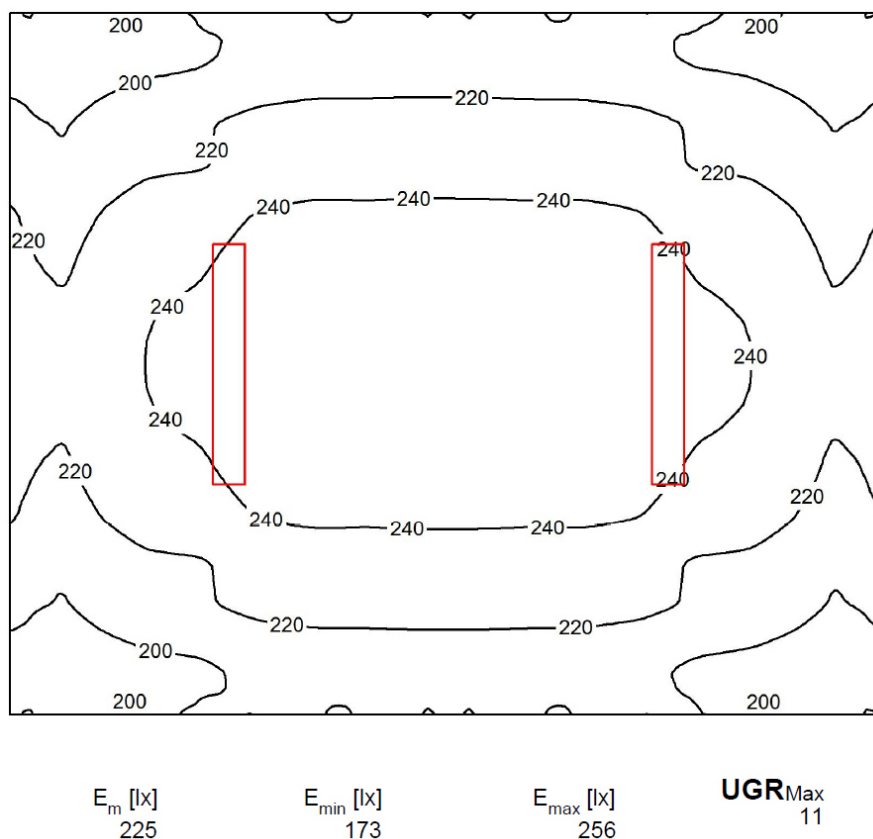


Figura B.106 Curvas de flujo luminoso de alumbrado almacén en centro de autotransformación final

B.3.2.2.3 Alumbrado de emergencia

Se diseñará de acuerdo a la norma UNE-EN 1838 y estará compuesto por el alumbrado de emergencia de seguridad del edificio de control y de las vías de evacuación de éste, fijándose por ello dos niveles de iluminación media:

- Emergencia de seguridad: 0,5 lux
- Vías de evacuación: 1 lux

Selección de luminarias

El alumbrado se realizará mediante luminarias LEGRAND URA21^{NEW} 70 lm con las siguientes características:

LEGRAND 661701 URA21NEW - 70 lum 1h NP
N° de artículo: 661701
Flujo luminoso (Luminaria): 0 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 0 lm
Potencia de las luminarias: 0.0 W
Alumbrado de emergencia: 70 lm, 6.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 95
Código CIE Flux: 36 65 86 95 100
Lámpara: 1 x Definido por el usuario (Factor de corrección 1.000).

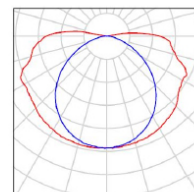
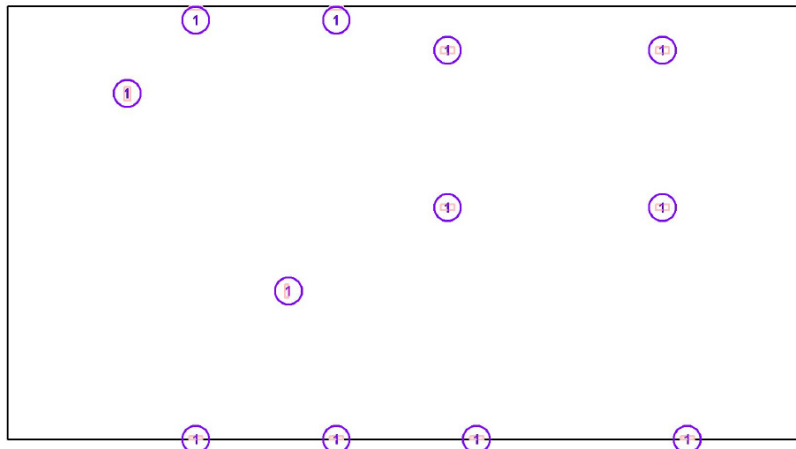


Figura B.107 Luminarias para alumbrado de emergencia en centros de autotransformación

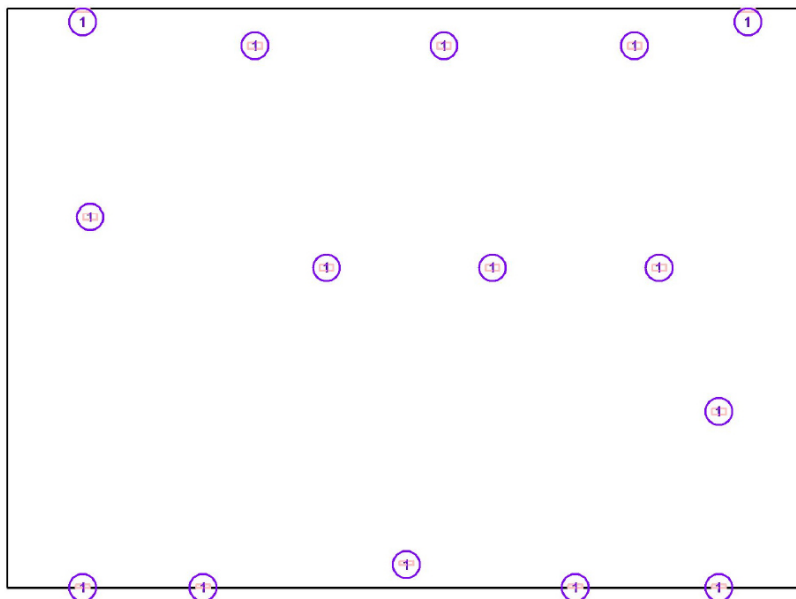
Ubicación de las luminarias

La ubicación de las luminarias junto con la potencia instalada será la siguiente:



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	12	LEGRAND 661701 URA21NEW - 70 lum 1h NP (1.000)	70	70	6.0
			Total: 840	Total: 840	72.0

Figura B.108 Ubicación luminarias emergencia en centros de autotransformación intermedios



Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	15	LEGRAND 661701 URA21NEW - 70 lum 1h NP (1.000)	70	70	6.0
			Total: 1050	Total: 1050	90.0

Figura B.109 Ubicación luminarias emergencia en centro de autotransformación final

Resultados luminotécnicos

Las luminarias garantizan los niveles de iluminación media de 0,5 y 1 lux.

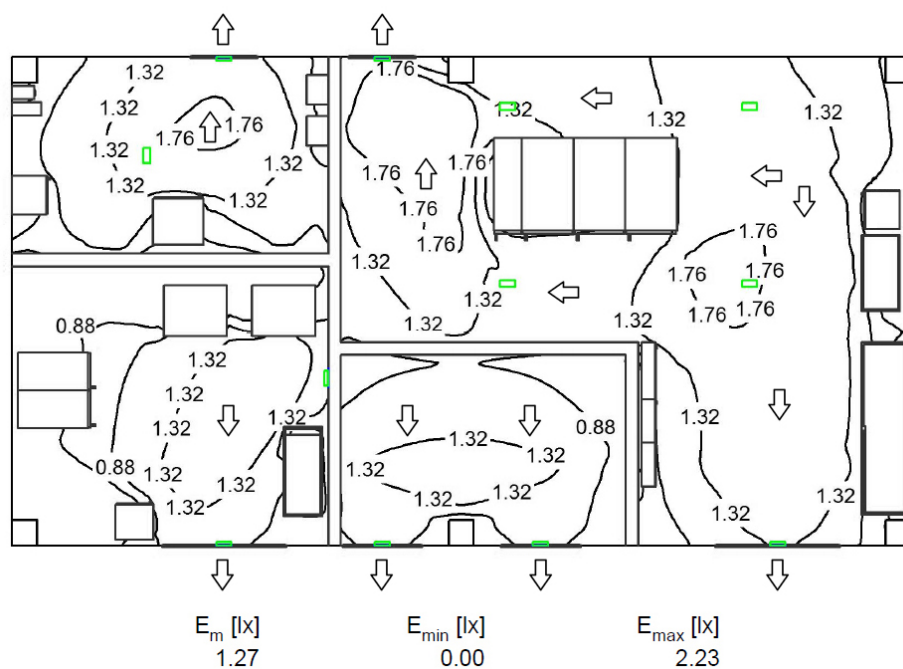


Figura B.110 Curvas de flujo luminoso alumbrado de emergencia en centros de autotransformación intermedios

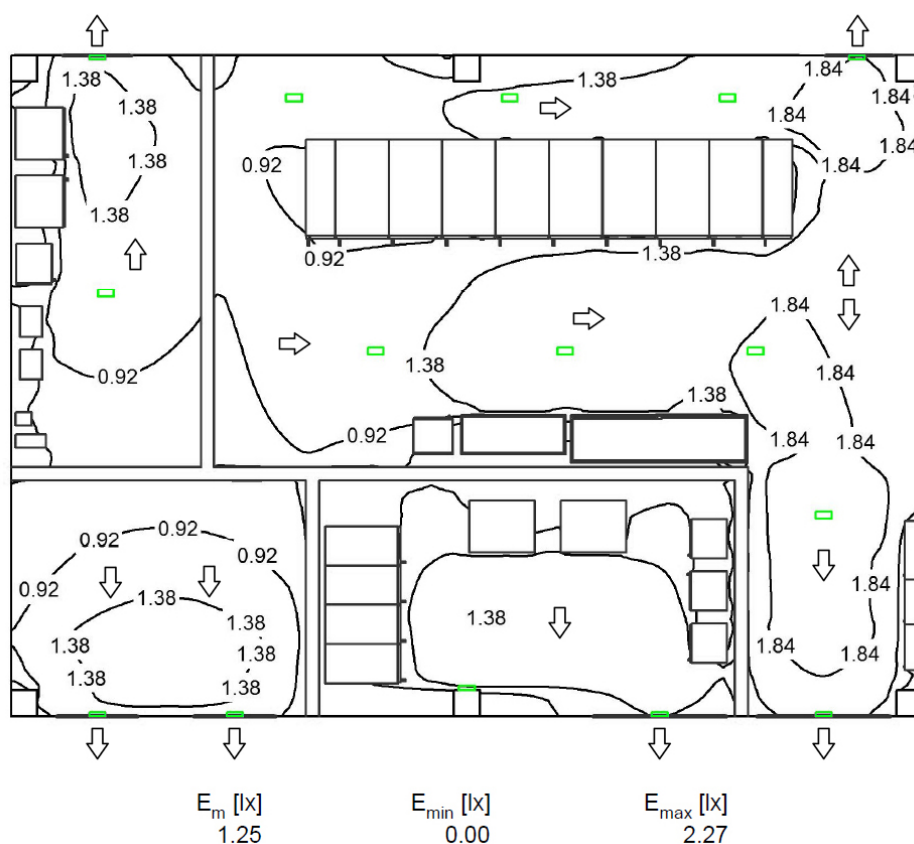


Figura B.111 Curvas de flujo luminoso alumbrado de emergencia en centro de autotransformación final

B.3.3 Conductores BT 230 V

Se seleccionarán de acuerdo a la Especificación Técnica "E.T. 03.354.003.0" de ADIF.

Por otra parte, al tratarse de una alimentación mediante un transformador de distribución propio, la instalación de baja tensión tendrá su origen en la salida de éste y las caídas de tensión máximas admisibles serán del 4,5% para alumbrado y del 6,5% para los demás usos según la ITC-BT-19 del REBT.

B.3.3.1 Conductores en subestaciones

B.3.3.1.1 Transformadores SS.AA.

Para la conexión de las salidas de los transformadores de servicios auxiliares con los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna, se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x120 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

General Cable






									
mm ²	mm	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km	
7265217	2x120	31,1	39,2	3385	395	373	303	0,358	0,356

Figura B.38 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x120 Cu transformadores SS.AA. en subestaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{S_{pr_SS.AA.}}{U_n} = \frac{64,14 * 10^3}{230} = 278,87 \text{ A}$$

Siendo,

$S_{pr_SS.AA.}$: potencia prevista SS.AA. (VA)

U_n : tensión nominal (V)

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52:

Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre








Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

Tabla B-26 Extracto tabla B.52.3 norma UNE-HD 60364-5-52

Según esta tabla, para los cables de 120 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 354 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K(AS) 2x120 Cu)} = 354 A > I_{\max} = 278,87 A$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{13 * 278,87 * 0,358}{1000} = 1,3 V$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K(AS) 2x120 Cu)} = 1,3 V (0,56\%) < u_{\max} = 1,61 V (0,7\%)$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.1.2 Grupos electrógenos

Para la conexión de los grupos electrógenos con los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna, se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

General Cable

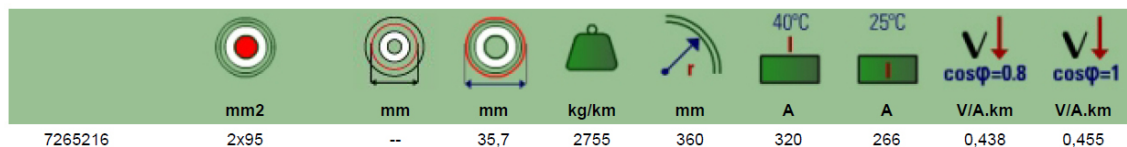


Figura B.39 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu grupos electrógenos en subestaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{S_{pr_G.E.}}{U_n} = \frac{35,83 * 10^3}{230} = 155,78 \text{ A}$$

Siendo,

$S_{pr_G.E.}$: potencia prevista grupo electrógeno (VA)

U_n : tensión nominal (V)

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26):

Según esta tabla, para los cables de 95 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 306 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 2x95 Cu}) = 306 \text{ A} > I_{\max} = 155,78 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{11 * 155,78 * 0,438}{1000} = 0,75 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 2x95 Cu)} = 0,75 \text{ V (0,33\%)} < u_{\max} = 1,61 \text{ V (0,7\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.1.3 Cuadro de alumbrado y fuerza

Para la conexión de los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna con los cuadros de alumbrado y fuerza, se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x25 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

 **General Cable**

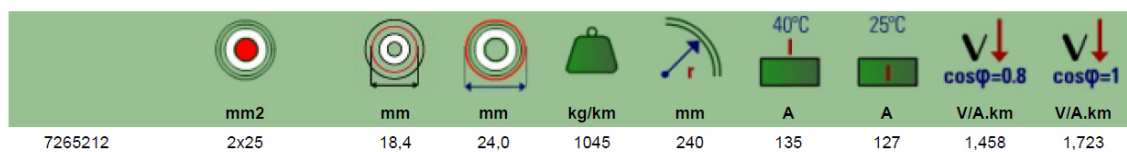


Figura B.40 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x25 Cu cuadros alumbrado y fuerza en subestaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{pr_af}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{14250}{230 * 0.8} = 77,45 \text{ A}$$

Siendo,

P_{pr_af} : potencia prevista para alumbrado y fuerza (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 25 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 133 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max} (RZ1F3Z1-K (AS) 2 \times 25 \text{ Cu}) = 133 \text{ A} > I_{\max} = 77,45 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{10 * 77,45 * 1,458}{1000} = 1,13 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 2 \times 25 \text{ Cu})} = 1,13 \text{ V (0,49\%)} < u_{\max} = 1,84 \text{ V (0,8\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.1.4 Alumbrado

B.3.3.1.4.1 Alumbrado interior

Se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0,6/1 kV



Figura B.41 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu alumbrado interior en subestaciones

Sala de control y comunicaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{432}{230 * 0.8} = 2,35 \text{ A}$$

Siendo,

 P_{tl} : potencia total de las luminarias (W) U_n : tensión nominal (V) $\cos\varphi$: factor de potencia previstoIntensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max} \text{ (RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 2,35 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{9 * 2,35 * 14,199}{1000} = 0,3 \text{ V}$$

Siendo,

 L : longitud de la línea (m) I_{max} : intensidad máxima prevista (A) u_c : caída de tensión de los conductores (V/A.km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,3 V (0,13\%) < u_{max} = 6,9 V (3\%)$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de celdas

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{1080}{230 * 0.8} = 5,87 A$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 A > I_{max} = 5,87 A$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{11 * 5,87 * 14,199}{1000} = 0,92 V$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,92 \text{ V (0,4\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de transformadores de servicios auxiliares

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{220}{230 * 0.8} = 1,2 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max (RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,2 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{16 * 1,2 * 14,199}{1000} = 0,27 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,27 \text{ V (0,12\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de grupo electrógeno

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{216}{230 * 0.8} = 1,17 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,17 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{17 * 1,17 * 14,199}{1000} = 0,28 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,28 \text{ V (0,12\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Almacén

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{108}{230 * 0.8} = 0,59 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 0,59 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{11 * 0,59 * 14,199}{1000} = 0,09 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 0,09 \text{ V (0,04\%)} < u_{max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Aseo

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{166,8}{230 * 0,8} = 0,91 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 0,91 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{14 * 0,91 * 14,199}{1000} = 0,18 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,18 \text{ V (0,08\%)} < u_{max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Alumbrado de emergencia

Considerándolo en servicio permanente, la intensidad de cálculo, o máxima prevista, sería:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{96}{230 * 0,8} = 0,52 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 31 A > I_{\max} = 0,52 A$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{17 * 0,52 * 14,199}{1000} = 0,12 V$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 0,12 V (0,05\%) < u_{\max} = 6,9 V (3\%)$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.1.4.2 Alumbrado exterior

Se utilizarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 Cu con las siguientes características:

**ARMIGRON
REF3Z1-K (S)**

TENSIÓN: 0,6/1 kV

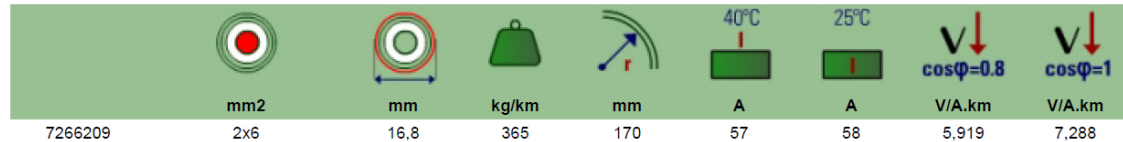


Figura B.42 Características cable ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 alumbrado exterior en subestaciones

Alumbrado perimetral 1

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{845}{230 * 0.8} = 4,59 \text{ A}$$

Siendo,

 P_{tl} : potencia total de las luminarias (W) U_n : tensión nominal (V) $\cos\varphi$: factor de potencia previstoIntensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max}(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu}) = 53 \text{ A} > I_{max} = 4,59 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{75 * 4,59 * 5,919}{1000} = 2,04 \text{ V}$$

Siendo,

 L : longitud de la línea (m) I_{max} : intensidad máxima prevista (A) u_c : caída de tensión de los conductores (V/A.km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 2,04 \text{ V (0,89\%)} < u_{\text{max}} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Alumbrado perimetral 2

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{845}{230 * 0.8} = 4,59 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm^2 de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\text{max}} (\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu}) = 53 \text{ A} > I_{\text{max}} = 4,59 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\text{max}} * u_c}{1000} = \frac{61 * 4,59 * 5,919}{1000} = 1,66 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 1,66 \text{ V (0,72\%)} < u_{\text{max}} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Posición 1

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{tl}}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{1380}{230 * 0.8} = 7,5 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\text{max}}(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu}) = 53 \text{ A} > I_{\text{max}} = 7,5 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\text{max}} * u_c}{1000} = \frac{56 * 7,5 * 5,919}{1000} = 2,49 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 2,49 \text{ V (1,08\%)} < u_{\text{max}} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Posición 2

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{1380}{230 * 0.8} = 7,5 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm^2 de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 53 \text{ A} > I_{\max} = 7,5 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{54 * 7,5 * 5,919}{1000} = 2,4 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 2,4 \text{ V (1,04\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de conversión aéreo-subterráneos

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{338}{230 * 0.8} = 1,84 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu)} = 53 \text{ A} > I_{max} = 1,84 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{29 * 1,84 * 5,919}{1000} = 0,32 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu)} = 0,32 \text{ V (0,14\%)} < u_{max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de salida a catenaria

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{552}{230 * 0.8} = 3 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu)} = 53 \text{ A} > I_{max} = 3 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{42 * 3 * 5,919}{1000} = 0,75 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu)} = 0,75 \text{ V (0,33\%)} < u_{max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Edificio de control

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{1352}{230 * 0.8} = 7,35 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 54 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max} (REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu) = 54 \text{ A} > I_{max} = 7,35 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{21 * 7,35 * 5,919}{1000} = 0,91 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu)} = 0,91 \text{ V (0,4\%)} < u_{max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.1.5 Tomas de fuerza**B.3.3.1.5.1 Tomas de fuerza interiores**

Se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

 **General Cable**

Figura B.43 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu tomas de fuerza interiores en subestaciones

Sala de control y comunicaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 4 * 0,2 * 0,25}{230 * 0.8} = 3,75 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 31 \text{ A} > I_{max} = 3,75 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{10 * 3,75 * 14,199}{1000} = 0,53 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,53 \text{ V (0,23\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de celdas y aseo

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 6 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 5,62 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 5,62 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{14 * 5,62 * 14,199}{1000} = 1,12 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 1,12 \text{ V (0,49\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de transformadores de servicios auxiliares y de grupo electrógeno

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 4 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 3,75 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de $2,5 \text{ mm}^2$ de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 3,75 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{15 * 3,75 * 14,199}{1000} = 0,8 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,35 \text{ V (0,15\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Almacén

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de $2,5 \text{ mm}^2$ de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{12 * 1,87 * 14,199}{1000} = 0,32 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,32 \text{ V (0,14\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.1.5.2 Tomas de fuerza exteriores

Se utilizarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu con las siguientes características:

**ARMIGRON
REF3Z1-K (S)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

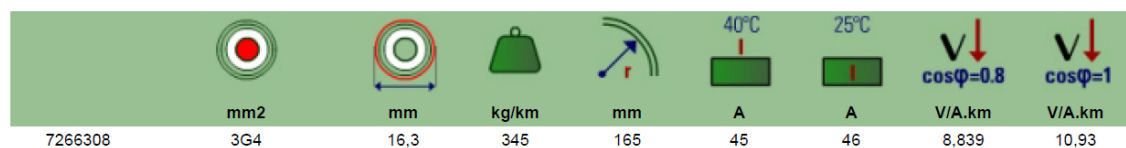


Figura B.44 Características cable ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu tomas de fuerza exteriores en subestaciones

Posición 1

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 43 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{67 * 1,87 * 8,839}{1000} = 1,11 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 1,11 \text{ V (0,48\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Posición 2

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 43 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{65 * 1,87 * 8,839}{1000} = 1,07 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 1,07 \text{ V (0,46\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de conversión aéreo-subterráneos

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm^2 de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 43 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{37 * 1,87 * 8,839}{1000} = 0,61 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 0,61 \text{ V (0,26\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de salida a catenaria

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm^2 de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 43 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{42 * 1,87 * 8,839}{1000} = 0,69 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 0,69 \text{ V (0,3\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2 Conductores en centros de autotransformación

B.3.3.2.1 Centros de autotransformación intermedios

B.3.3.2.1.1 Transformadores SS.AA.

Para la conexión de las salidas de los transformadores de servicios auxiliares con los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna, se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0,6/1 kV

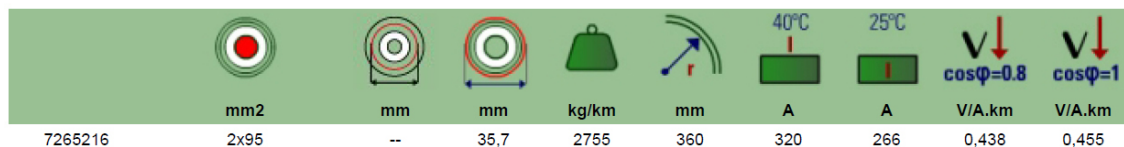


Figura B.45 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu transformadores SS.AA. en centros de autotransformación intermedios

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{S_{pr_SS.AA.}}{U_n} = \frac{32,69 * 10^3}{230} = 142,13 \text{ A}$$

Siendo,

$S_{pr_SS.AA.}$: potencia prevista SS.AA. (VA)

U_n : tensión nominal (V)

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 95 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 306 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max} \text{ (RZ1F3Z1-K (AS) 2x95 Cu)} = 306 \text{ A} > I_{max} = 142,13 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{8 * 142,13 * 0,438}{1000} = 0,5 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A.km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 2x95 Cu)} = 0,5 \text{ V (0,22\%)} < u_{\max} = 1,61 \text{ V (0,7\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.1.2 Cuadro alumbrado y fuerza

Para la conexión de los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna con los cuadros de alumbrado y fuerza, se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x16 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

General Cable

7265211	mm ² 2x16	mm 15,1	mm 20,7	kg/km 760	mm 210	40°C A 104	25°C A 100	V/A.km cosφ=0.8 2,218	V/A.km cosφ=1 2,672

Figura B.46 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x16 Cu cuadros alumbrado y fuerza en centros de autotransformación intermedios

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{pr_af}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{7300}{230 * 0.8} = 39,67 \text{ A}$$

Siendo,

P_{pr_af} : potencia prevista para alumbrado y fuerza (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 16 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 100 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max (RZ1F3Z1-K (AS) 2x16 Cu)} = 100 \text{ A} > I_{\max} = 39,67 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{2 * 39,67 * 2,218}{1000} = 0,18 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 2x16 Cu)} = 0,18 \text{ V (0,08\%)} < u_{\max} = 1,84 \text{ V (0,8\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.1.3 Alumbrado

B.3.3.2.1.3.1 Alumbrado interior

Se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**
TENSIÓN: 0.6/1 kV

General Cable



Figura B.47 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu alumbrado interior en centros de autotransformación intermedios

Sala de control y comunicaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{216}{230 * 0.8} = 1,17 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,17 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{10 * 1,17 * 14,199}{1000} = 0,17 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu})} = 0,17 \text{ V (0,07\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de celdas

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{648}{230 * 0.8} = 3,52 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de $2,5 \text{ mm}^2$ de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 3,52 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{6 * 3,52 * 14,199}{1000} = 0,3 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 0,3 \text{ V (0,13\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de servicios auxiliares

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{330}{230 * 0.8} = 1,79 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de $2,5 \text{ mm}^2$ de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,79 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{9 * 1,79 * 14,199}{1000} = 0,23 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu})} = 0,23 \text{ V (0,1\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Almacén

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{72}{230 * 0.8} = 0,4 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K(AS)3G2,5Cu)} = 31 A > I_{\max} = 0,4 A$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{4 * 0,4 * 14,199}{1000} = 0,02 V$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K(AS)3G2,5Cu)} = 0,02 V (0,01\%) < u_{\max} = 6,9 V (3\%)$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Alumbrado de emergencia

Considerándolo en servicio permanente, la intensidad de cálculo, o máxima prevista, sería:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{72}{230 * 0.8} = 0,39 A$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 31 \text{ A} > I_{\max} = 0,39 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{10 * 0,39 * 14,199}{1000} = 0,05 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu})} = 0,05 \text{ V (0,02\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.1.3.2 Alumbrado exterior

Se utilizarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 Cu con las siguientes características:

**ARMIGRON
REF3Z1-K (S)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

General Cable

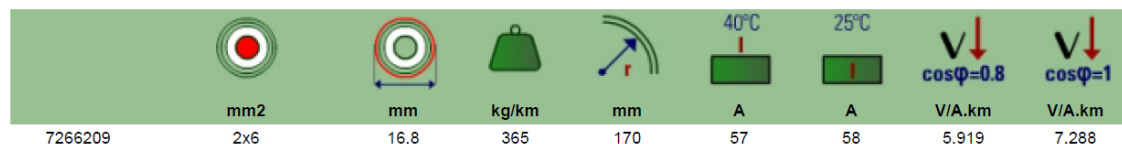


Figura B.48 Características cable ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 alumbrado exterior en centros de autotransformación intermedios

Alumbrado perimetral

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\phi} = \frac{338}{230 * 0.8} = 1,84 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 53 \text{ A} > I_{\max} = 1,84 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{30 * 1,84 * 5,919}{1000} = 0,33 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,33 \text{ V (0,14\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Autotransformadores

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{866}{230 * 0.8} = 4,71 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm^2 de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu}) = 53 \text{ A} > I_{\max} = 4,71 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{15 * 4,71 * 5,919}{1000} = 0,42 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,42 \text{ V (0,18\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de salida a catenaria

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{552}{230 * 0.8} = 3 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 53 \text{ A} > I_{\max} = 3 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{38 * 3 * 5,919}{1000} = 0,67 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,67 \text{ V (0,29\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Edificio de control

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{676}{230 * 0.8} = 3,67 \text{ A}$$

Siendo,


P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
---	---	---

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 54 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 54 \text{ A} > I_{\max} = 3,67 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{11 * 3,67 * 5,919}{1000} = 0,24 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,24 \text{ V (0,1\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.1.4 Tomas de fuerza

B.3.3.2.1.4.1 Tomas de fuerza interiores

Se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

 **General Cable**








									
mm ²	mm	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km	
7265307	3G2.5	—	15,2	350	155	32	35	14,199	17,624

Figura B.49 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu tomas de fuerza interiores en centros de autotransformación intermedios

Sala de control y comunicaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{12 * 1,87 * 14,199}{1000} = 0,32 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,32 \text{ V (0,14\%)} < u_{max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de celdas

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 4 * 0,2 * 0,25}{230 * 0.8} = 3,75 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 3,75 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{7 * 3,75 * 14,199}{1000} = 0,37 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,37 \text{ V (0,16\%)} < u_{max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de servicios auxiliares

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{10 * 1,87 * 14,199}{1000} = 0,26 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,26 \text{ V (0,11\%)} < u_{max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Almacén

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0.8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{5 * 1,87 * 14,199}{1000} = 0,13 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,13 \text{ V (0,06\%)} < u_{max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.1.4.2 Tomas de fuerza exteriores

Se utilizarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu con las siguientes características:

**ARMIGRON
REF3Z1-K (S)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

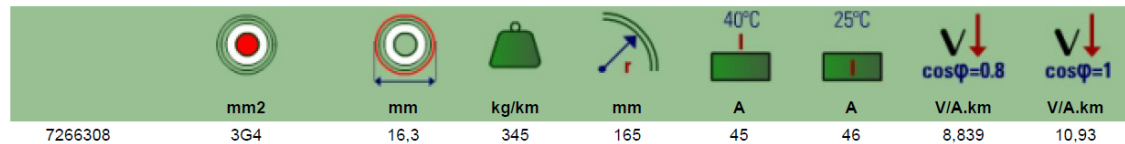
 **General Cable**

Figura B.50 Características cable ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu tomas de fuerza exteriores en centros de autotransformación intermedios

Autotransformadores

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0.8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max}(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu}) = 43 \text{ A} > I_{max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{15 * 1,87 * 8,839}{1000} = 0,25 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 0,25 \text{ V (0,11\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de salida a catenaria

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto


Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 43 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
---	---	---

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{22 * 1,87 * 8,839}{1000} = 0,36 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 0,36 \text{ V (0,16\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.2 Centro de autotransformación final

B.3.3.2.2.1 Transformadores SS.AA.

Para la conexión de las salidas de los transformadores de servicios auxiliares con el cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna, se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

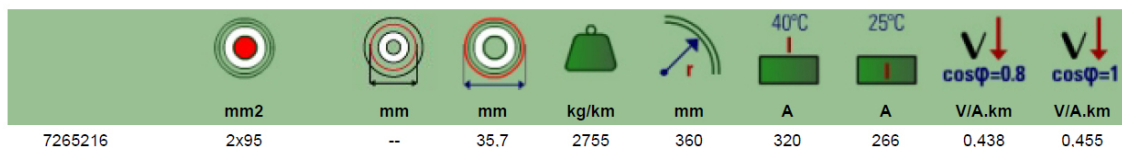


Figura B.51 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x95 Cu transformadores SS.AA. en centro de autotransformación final

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{S_{pr_SS.AA.}}{U_n} = \frac{36,45 * 10^3}{230} = 158,48 \text{ A}$$

Siendo,

$S_{pr_SS.AA.}$: potencia prevista SS.AA. (VA)

U_n : tensión nominal (V)

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 95 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 306 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(RZ1F3Z1-K (AS) 2x95 Cu)} = 306 A > I_{\max} = 158,48 A$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{7 * 158,48 * 0,438}{1000} = 0,45 V$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 2x95 Cu)} = 0,45 V (0,2\%) < u_{\max} = 1,61 V (0,7\%)$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.2 Cuadro alumbrado y fuerza

Para la conexión del cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna con el cuadro de alumbrado y fuerza, se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x16 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

General Cable










									
mm ²	mm	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km	
7265211	2x16	15,1	20,7	760	210	104	100	2,218	2,672

Figura B.52 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 2x16 Cu cuadro alumbrado y fuerza en centro de autotransformación final

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{pr_af}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{9175}{230 * 0.8} = 49,86 \text{ A}$$

Siendo,

P_{pr_af} : potencia prevista para alumbrado y fuerza (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 16 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 100 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K (AS) 2x16 Cu)} = 100 \text{ A} > I_{max} = 49,86 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{2 * 49,86 * 2,218}{1000} = 0,22 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 2x16 Cu)} = 0,22 \text{ V (0,1\%)} < u_{max} = 1,84 \text{ V (0,8\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.2.3 Alumbrado**B.3.3.2.2.3.1 Alumbrado interior**

Se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

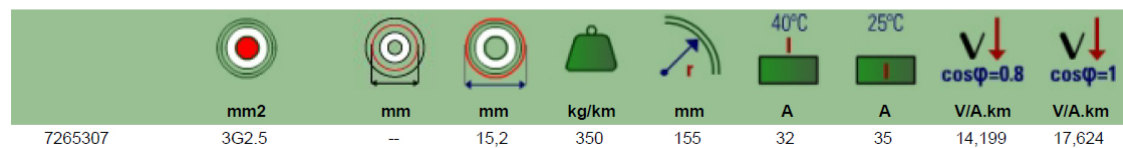
 **General Cable**

Figura B.53 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu alumbrado interior en centro de autotransformación final

Sala de control y comunicaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{216}{230 * 0.8} = 1,17 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max} \text{ (RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{max} = 1,17 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{15 * 1,17 * 14,199}{1000} = 0,25 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{\text{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)}} = 0,25 \text{ V (0,11\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de celdas

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{972}{230 * 0.8} = 5,28 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max \text{ (RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)}} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 5,28 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{12 * 5,28 * 14,199}{1000} = 0,9 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,9 \text{ V (0,39\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de servicios auxiliares

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{330}{230 * 0.8} = 1,79 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max (RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,79 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{8 * 1,79 * 14,199}{1000} = 0,2 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{\text{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)}} = 0,2 \text{ V (0,09\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Almacén

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{72}{230 * 0.8} = 0,4 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max \text{ (RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)}} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 0,4 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{13 * 0,4 * 14,199}{1000} = 0,07 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,07 \text{ V (0,03\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Alumbrado de emergencia

Considerándolo en servicio permanente, la intensidad de cálculo, o máxima prevista, sería:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{90}{230 * 0.8} = 0,49 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto


Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max (RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 31 \text{ A} > I_{\max} = 0,49 \text{ A}$$

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{16 * 0,49 * 14,199}{1000} = 0,11 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu)} = 0,11 \text{ V (0,05\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.2.3.2 Alumbrado exterior

Se utilizarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 Cu con las siguientes características:

**ARMIGRON
REF3Z1-K (S)**

TENSIÓN: 0.6/1 KV

 **General Cable**

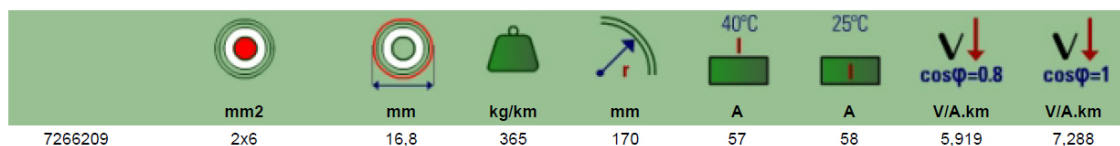


Figura B.54 Características cable ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 2x6 alumbrado exterior en centro de autotransformación final

Alumbrado perimetral

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{338}{230 * 0.8} = 1,84 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 53 \text{ A} > I_{\max} = 1,84 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{35 * 1,84 * 5,919}{1000} = 0,38 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,38 \text{ V (0,16\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Autotransformadores 1

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{866}{230 * 0.8} = 4,71 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu}) = 53 \text{ A} > I_{\max} = 4,71 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{16 * 4,71 * 5,919}{1000} = 0,45 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,45 \text{ V (0,2\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Autotransformadores 2

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{866}{230 * 0.8} = 4,71 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 53 \text{ A} > I_{\max} = 4,71 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{7 * 4,71 * 5,919}{1000} = 0,19 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,19 \text{ V (0,08\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de salida a catenaria

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{276}{230 * 0.8} = 1,5 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 53 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 53 \text{ A} > I_{\max} = 1,5 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{59 * 1,5 * 5,919}{1000} = 0,52 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,52 \text{ V (0,23\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Edificio de control

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{tl}}{U_n * \cos\varphi} = \frac{1014}{230 * 0.8} = 5,51 \text{ A}$$

Siendo,

P_{tl} : potencia total de las luminarias (W)

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 6 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 54 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu}) = 54 \text{ A} > I_{\max} = 5,51 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{17 * 5,51 * 5,919}{1000} = 0,55 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 2x6 Cu})} = 0,55 \text{ V (0,24\%)} < u_{\max} = 6,9 \text{ V (3\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.2.4 Tomas de fuerza

B.3.3.2.2.4.1 Tomas de fuerza interiores

Se utilizarán cables GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu con las siguientes características:

**EXZHELLENT
RZ1F3Z1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV

General Cable



Figura B.55 Características cable EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 3G2,5 Cu tomas de fuerza interiores en centro de autotransformación final

Sala de control y comunicaciones

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\phi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0.8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$Cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 2,5 mm² de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 31 A > I_{max} = 1,87 A$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{13 * 1,87 * 14,199}{1000} = 0,34 V$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(RZ1F3Z1-K(AS) 3G2,5 Cu)} = 0,34 V (0,15\%) < u_{max} = 11,5 V (5\%)$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de celdas

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * Cos\varphi} = \frac{3450 * 4 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 3,75 A$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de $2,5 \text{ mm}^2$ de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 31 \text{ A} > I_{\max} = 3,75 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{13 * 3,75 * 14,199}{1000} = 0,69 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 0,69 \text{ V (0,3\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Sala de servicios auxiliares

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de $2,5 \text{ mm}^2$ de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{6 * 1,87 * 14,199}{1000} = 0,16 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu})} = 0,16 \text{ V (0,07\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Almacén

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de $2,5 \text{ mm}^2$ de cobre en instalación B1, se admite una intensidad de 31 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\max}(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu}) = 31 \text{ A} > I_{\max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\max} * u_c}{1000} = \frac{13 * 1,87 * 14,199}{1000} = 0,34 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{\max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{RZ1F3Z1-K (AS) 3G2,5 Cu})} = 0,34 \text{ V (0,15\%)} < u_{\max} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{\max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.3.2.2.4.2 Tomas de fuerza exteriores

Se utilizarán cables GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu con las siguientes características:

ARMIGRON REF3Z1-K (S)

TENSIÓN: 0.6/1 kV

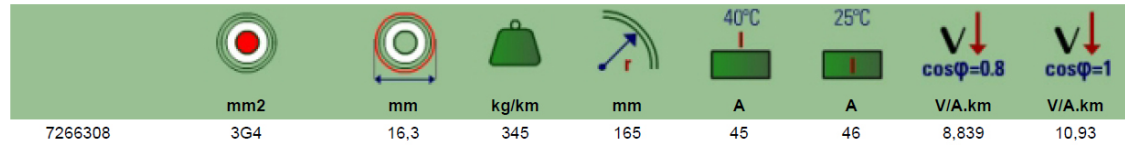


Figura B.56 Características cable ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 3G4 Cu tomas de fuerza exteriores en centro de autotransformación final

Autotransformadores 1

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{max} = \frac{P_{toma} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0.8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm² de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{max} \text{ (REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu)} = 43 \text{ A} > I_{max} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{max} * u_c}{1000} = \frac{19 * 1,87 * 8,839}{1000} = 0,31 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A.km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 0,31 \text{ V (0,13\%)} < u_{\text{max}} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Autotransformadores 2

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{toma}} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 2 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 1,87 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm^2 de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\text{max}}(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu}) = 43 \text{ A} > I_{\text{max}} = 1,87 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:

$$u = \frac{L * I_{\text{max}} * u_c}{1000} = \frac{6 * 1,87 * 8,839}{1000} = 0,1 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu})} = 0,1 \text{ V (0,04\%)} < u_{\text{max}} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

Pórticos de salida a catenaria

La intensidad de cálculo, o máxima prevista, será:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{toma}} * n * F_s * F_u}{U_n * \cos\varphi} = \frac{3450 * 1 * 0,2 * 0,25}{230 * 0,8} = 0,94 \text{ A}$$

Siendo,

P_{toma} : máxima potencia por toma (W)

n : número de tomas

F_s : factor de simultaneidad

F_u : factor de utilización

U_n : tensión nominal (V)

$\cos\varphi$: factor de potencia previsto

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla B.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (ver tabla B-26).

Según esta tabla, para los cables de 4 mm^2 de cobre en instalación D, se admite una intensidad de 43 A.

Podemos concluir, por tanto, que los cables cumplen perfectamente, ya que:

$$I_{\text{max}}(\text{REF 3Z1-K (S) 3G4 Cu}) = 43 \text{ A} > I_{\text{max}} = 0,94 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión será:


$$u = \frac{L * I_{\text{max}} * u_c}{1000} = \frac{59 * 0,94 * 8,839}{1000} = 0,49 \text{ V}$$

Siendo,

L : longitud de la línea (m)

I_{max} : intensidad máxima prevista (A)

u_c : caída de tensión de los conductores (V/A·km)

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

De esta forma, podemos concluir que la caída de tensión es inferior a la máxima permitida, ya que:

$$u_{(\text{REF } 3\text{Z1-K (S) } 3\text{G4 Cu})} = 0,49 \text{ V (0,21\%)} < u_{\text{max}} = 11,5 \text{ V (5\%)}$$

Siendo,

u_{max} : caída de tensión máxima permitida (V)

B.3.4 Aparamenta BT 230 V

B.3.4.1 Grupos electrógenos en subestaciones

El dimensionamiento del grupo electrógeno se llevará a cabo según el valor de la potencia prevista por la tabla B-23.

Selección del grupo electrógeno

Se selecciona el grupo electrógeno HIMOINSA HFW-105 M5, con las siguientes características:

 MODELO HFW-105 M5	HIMOINSA® THE ENERGY			
	SERVICIO		PRP	STANDBY
	Potencia	kVA	94	103
	Potencia	kW	75	82
	Régimen de Funcionamiento	r.p.m.	1.500	
	Tensión Estándar	V	230/115	
	Factor de potencia	Cos Phi	0,8	

Figura B.57 Características grupo electrógeno

B.4 Instalaciones Red de Tierra

B.4.1 Redes de Tierra Inferiores

En las subestaciones y centros de autotransformación, las redes de tierra inferiores, se diseñarán de acuerdo a la ITC-RAT 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT) y con el documento IEEE Std 80-2013 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding".

B.4.1.1 Redes de tierra inferiores en subestaciones

Las redes de tierra inferiores estarán compuestas por una malla de cable de cobre recocido GENERAL CABLE de 300 mm² de sección y picas de acero cobreado de INDUSTRIAS MORA de 14,6 mm de diámetro de acuerdo con la Especificación Técnica "E.T. 03.366.206.5" de ADIF:

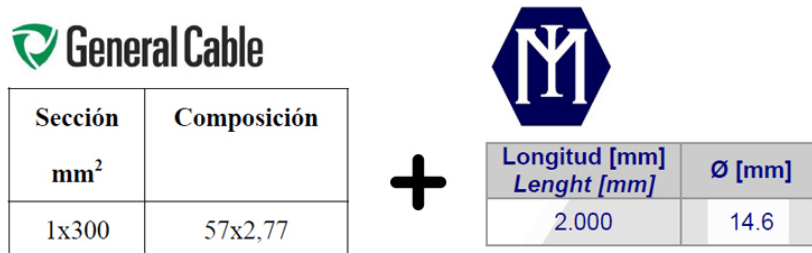


Figura B.112 Elementos red de tierra inferior en subestaciones

B.4.1.1.1 Características del suelo

Tras consulta al Instituto Geológico y Minero de España (IGME) y a la Red de Información Ambiental de Andalucía (REDIAM) se han tomado las siguientes características del suelo en las subestaciones:

	Naturaleza del terreno	Resistividad
SET-1	Calcarenitas, arenas, margas, calizas y dolomías	90 Ω·m
SET-2	Arenas, limos, arcillas, gravas y cantos	80 Ω·m

Tabla B-27 Características del suelo en subestaciones

B.4.1.1.2 Corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo de eliminación del defecto

Se considerarán las condiciones más desfavorables, calculadas en la Unidad A y mostradas en la tabla A-29.

Por lo tanto,

SET-1)

$$I_{g_400kV} = 12,92 \text{ kA} ; t_{d_400kV} = 0,5 \text{ s}$$

$$I_{g_55kV} = 11,64 \text{ kA} ; t_{d_55kV} = 1 \text{ s}$$

SET-2)

$$I_{g_400kV} = 16,01 \text{ kA} ; t_{d_400kV} = 0,5 \text{ s}$$

$$I_{g_55kV} = 11,99 \text{ kA} ; t_{d_55kV} = 1 \text{ s}$$

B.4.1.1.3 Sección mínima del conductor

Según se indica en la ITC-RAT 13, el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto será de un segundo y la densidad de corriente máxima será inferior a 160 A/mm², lo que corresponde a una temperatura final aproximada de 200 °C.

Por lo tanto, las secciones mínimas serán:

$$S_{SET1} = \frac{I_{\max SET1}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{12,92}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 84,70 \text{ mm}^2$$

$$S_{SET2} = \frac{I_{\max SET2}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{16,01}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 104,95 \text{ mm}^2$$

Siendo,

I_{\max} : intensidad de defecto a tierra máxima (kA)

$TCAP$: capacidad térmica por unidad de volumen [$J/(cm^3 \cdot ^\circ C)$]

t_c : duración de la falta (s)

α_r : coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia* ($1/^\circ C$)

ρ_r : resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia* ($\mu\Omega \cdot cm$)

K_0 : $1/\alpha_0$ [α_0 : coeficiente térmico de resistividad a $0^\circ C$ ($1/^\circ C$)]

T_m : Temperatura máxima permisible ($^\circ C$)

T_a : Temperatura ambiente ($^\circ C$)

*Temperatura de referencia $\Rightarrow 20^\circ C$

Los valores de $TCAP$, α_r , ρ_r y K_0 se obtienen de la tabla 1 de IEEE Std 80-2013:

$$TCAP = 3,42 \text{ J}/(cm^3 \cdot ^\circ C)$$

$$\alpha_r = 0,00393 \text{ } 1/^\circ C$$

$$\rho_r = 1,72 \mu\Omega \cdot cm$$

$$K_0 = 234$$

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_o at 0 °C (0 °C)	Fusing temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	TCAP thermal capacity [$\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C})$]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85

Tabla B-28 Extracto tabla 1 IEEE Std 80-2013

Para el cable de 300 mm², y sin tener en cuenta que en una malla la corriente siempre tiene al menos dos caminos, las densidades de corriente serán:

$$\delta_{SET1} = \frac{I_{\max \text{ [reg] } SET1}}{300} = \frac{12,92 \cdot 10^3}{300} = 43,07 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{SET2} = \frac{I_{\max \text{ [reg] } SET2}}{300} = \frac{16,01 \cdot 10^3}{300} = 53,37 \text{ A/mm}^2$$

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple la exigencia marcada por la ITC-RAT 13 , ya que:

$$\left. \begin{array}{l} \delta_{SET1} = 43,07 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{SET2} = 53,37 \text{ A/mm}^2 \end{array} \right\} < \delta_{\max} = 160 \text{ A/mm}^2$$

B.4.1.1.4 Resistencia del sistema de tierra

La resistencia del sistema de tierra vendrá dada por:

$$R_{g_SET1} = \rho_{SET1} \left[\frac{1}{L_{T_SET1}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{SET1}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{SET1} \sqrt{20/A_{SET1}}} \right) \right]$$

$$= 90 \left[\frac{1}{4474} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 6624}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/6624}} \right) \right] = 0,50 \Omega$$

$$R_{g_SET2} = \rho_{SET2} \left[\frac{1}{L_{T_SET2}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{SET2}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{SET2} \sqrt{20/A_{SET2}}} \right) \right]$$

$$= 80 \left[\frac{1}{4474} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 6624}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/6624}} \right) \right] = 0,45 \, \Omega$$

Siendo,

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L_T : longitud total de conductores enterrados (m)

A : superficie cubierta por la malla (m^2)

h : profundidad de la malla (m)

Como valor usual, se consideran aceptables los valores de puesta a tierra inferiores a $1 \, \Omega$.

B.4.1.1.5 Tensiones de contacto y de paso

Tensiones de contacto y de paso del sistema

Las tensiones de contacto y paso, según IEEE Std 80-2013, se determinarán mediante las siguientes expresiones:

$$U'_c = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M}$$

$$U'_p = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_S}$$

Siendo,

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

K_m, K_s : factores geométricos

K_i : factor de irregularidad

I_g : corriente de puesta a tierra (A)

L_M : longitud efectiva de conductores enterrados para tensión de contacto (m)

L_S : longitud efectiva de conductores enterrados para tensión de paso (m)

El factor K_m se calcula mediante la siguiente expresión:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right]$$

Siendo,

D : distancia entre conductores paralelos (m)

h : profundidad de la malla (m)

d : diámetro de los conductores de la malla (m)

K_{ii} , K_h : factores de corrección

n : número efectivo de conductores paralelos

Los valores de K_{ii} y K_h se obtienen de las siguientes expresiones:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}}$$

$$K_h = \sqrt{1 + h}$$

Siendo,

n : número efectivo de conductores paralelos

h : profundidad de la malla (m)

El término n se obtiene según:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

donde:

$$n_a = \frac{2L_C}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$n_c = 1$ (malla rectangular)

$n_d = 1$ (malla rectangular)

Siendo,

L_C : longitud total del conductor horizontal de la malla (m)

L_p : perímetro de la malla (m)

A : superficie cubierta por la malla (m²)

El factor K_i se calcula mediante la siguiente expresión:

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

Siendo,

n : número efectivo de conductores paralelos

Los términos L_M y L_S se obtienen según:

$$L_M = L_C + L_R$$

$$L_S = 0,75L_C + 0,85L_R$$

Siendo,

L_C : longitud total del conductor horizontal de la malla (m)

L_R : longitud total de las picas (m)

El factor K_s se calcula mediante la siguiente expresión:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

Siendo,

h : profundidad de la malla (m)

D : distancia entre conductores paralelos (m)

n : número efectivo de conductores paralelos

Por lo tanto,

SET-1)

$$U'_{c_{400kV}} = \frac{90 \cdot 0,45 \cdot 4,63 \cdot 12920}{4474} = 541,50 \text{ V}$$

$$U'_{c_{55kV}} = \frac{90 \cdot 0,45 \cdot 4,63 \cdot 11640}{4474} = 487,86 \text{ V}$$

$$U'_{p_{400kV}} = \frac{90 \cdot 0,30 \cdot 4,63 \cdot 12920}{3363,1} = 480,25 \text{ V}$$

$$U'_{p_{55kV}} = \frac{90 \cdot 0,30 \cdot 4,63 \cdot 11640}{3363,1} = 432,67 \text{ V}$$

SET-2)

$$U'_{c_{400kV}} = \frac{80 \cdot 0,45 \cdot 4,63 \cdot 16010}{4474} = 596,46 \text{ V}$$

$$U'_{c_{55kV}} = \frac{80 \cdot 0,45 \cdot 4,63 \cdot 11990}{4474} = 446,69 \text{ V}$$

$$U'_{p_{400kV}} = \frac{80 \cdot 0,30 \cdot 4,63 \cdot 16010}{3363,1} = 528,98 \text{ V}$$

$$U'_{p_{55kV}} = \frac{80 \cdot 0,30 \cdot 4,63 \cdot 11990}{3363,1} = 396,16 \text{ V}$$

donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{4^2}{16 \cdot 1 \cdot 0,022} + \frac{(4 + 2 \cdot 1)^2}{8 \cdot 4 \cdot 0,022} - \frac{1}{4 \cdot 0,022} \right) + \frac{0,74}{\sqrt{2}} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 26,93 - 1)} \right) \right] = 0,45$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot 26,93)^{\frac{2}{26,93}}} = 0,74$$

$$K_h = \sqrt{1 + 1} = \sqrt{2}$$

$$n = 26,82 \cdot 1,004 \cdot 1 \cdot 1 = 26,93$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 4398}{328} = 26,82$$

$$n_b = \sqrt{\frac{328}{4\sqrt{6624}}} = 1,004$$

$$n_c = 1$$

$$n_d = 1$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 26,93 = 4,63$$

$$L_M = 4398 + 76 = 4474 \text{ m}$$

$$L_S = 0,75 \cdot 4398 + 0,85 \cdot 76 = 3363,1 \text{ m}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 1} + \frac{1}{4 + 1} + \frac{1}{4} (1 - 0,5^{26,93-2}) \right] = 0,30$$

Tensiones de contacto y de paso admisibles

Para determinar las máximas tensiones de contacto y paso admisibles se emplearán las expresiones siguientes:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Siendo,

U_{ca} : valor admisible de la tensión de contacto aplicada (V)

R_{a1} : resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante (Ω)

ρ_s : resistividad superficial aparente del terreno ($\Omega \cdot m$)

El valor de U_{ca} se obtiene según la tabla 1 de la ITC-RAT 13 en función de la duración de la corriente de falta.

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tabla B-29 Tabla 1 ITC-RAT 13

Para calcular ρ_s , se multiplicará el valor de la resistividad de la capa de terreno adicional, por un coeficiente reductor C_s :

$$C_s = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_s + 0,106} \right)$$

Siendo,

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

ρ^* : resistividad de la capa superficial ($\Omega \cdot m$)

h_s : espesor de la capa superficial (m)

Por lo tanto, para ambas subestaciones,

$$U_{c_{400kV}} = 204 \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 \cdot 0,80 \cdot 3000}{1000} \right] = 1142,40 \text{ V}$$

$$U_{c_{55kV}} = 107 \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 \cdot 0,80 \cdot 3000}{1000} \right] = 599,20 \text{ V}$$

$$U_{p_{400kV}} = 10 \cdot 204 \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 0,80 \cdot 3000}{1000} \right] = 39576 \text{ V}$$

$$U_{p_{55kV}} = 10 \cdot 107 \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 0,80 \cdot 3000}{1000} \right] = 20758 \text{ V}$$

ya que:

$$C_{s_{SET1}} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{90}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_{SET2}} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{80}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

Conclusión

Las redes de tierra cumplen con los requisitos exigidos por la normativa, ya que:

SET-1)

$$U_{c_{400kV}} = 1142,40 \text{ V} > U'_{c_{400kV}} = 541,50 \text{ V}$$

$$U_{c_{55kV}} = 599,20 \text{ V} > U'_{c_{55kV}} = 487,86 \text{ V}$$

$$U_{p_{400kV}} = 39576 \text{ V} > U'_{p_{400kV}} = 480,25 \text{ V}$$

$$U_{p_{55kV}} = 20758 \text{ V} > U'_{p_{55kV}} = 432,67 \text{ V}$$

SET-2)

$$U_{c_{400kV}} = 1142,40 \text{ V} > U'_{c_{400kV}} = 596,46 \text{ V}$$

$$U_{c_{55kV}} = 599,20 \text{ V} > U'_{c_{55kV}} = 446,69 \text{ V}$$

$$U_{p_{400kV}} = 39576 \text{ V} > U'_{p_{400kV}} = 528,98 \text{ V}$$

$$U_{p_{55kV}} = 20758 \text{ V} > U'_{p_{55kV}} = 391,16 \text{ V}$$

B.4.1.2 Redes de tierra inferiores en centros de autotransformación

Las redes de tierra inferiores estarán compuestas por una malla de cable de cobre recocido GENERAL CABLE de 300 mm² de sección y picas de acero cobreado de INDUSTRIAS MORA de 14,6 mm de diámetro de acuerdo con la Especificación Técnica "E.T. 03.366.206.5" de ADIF:

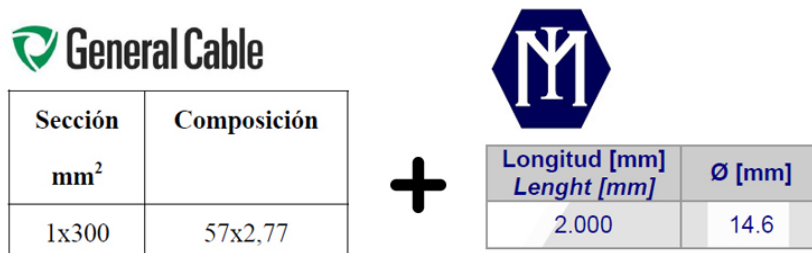


Figura B.113 Elementos red de tierra inferior en centros de autotransformación

B.4.1.2.1 Características del suelo

Tras consulta al Instituto Geológico y Minero de España (IGME) y a la Red de Información Ambiental de Andalucía (REDIAM) se han tomado las siguientes características del suelo en los centros de autotransformación:

	Naturaleza del terreno	Resistividad
ATI 1.1	Areniscas, limos, arcillas, margas y calizas	80 Ω·m
ATI 1.2	Areniscas, limos, arcillas, margas y calizas	80 Ω·m
ATI 1.3	Calcarenitas, arenas, margas, arcillas y calizas	85 Ω·m
ATI 1.4	Calcarenitas, areniscas, margas y calizas	90 Ω·m
ATI 1.5	Calcarenitas, areniscas, margas y calizas	90 Ω·m
ATF 1.6/2.1	Arcillas, margas y calizas	85 Ω·m
ATI 2.2	Areniscas, arcillas y margas	85 Ω·m
ATI 2.3	Areniscas, arcillas, margas y lutitas	85 Ω·m
ATI 2.4	Arenas, limos, arcillas, margas, gravas y cantos	80 Ω·m
ATI 2.5	Arenas, limos, arcillas, margas, gravas y cantos	80 Ω·m

Tabla B-30 Características del suelo en centros de autotransformación

B.4.1.2.2 Corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo de eliminación del defecto

Se considerarán las condiciones más desfavorables, calculadas en la Unidad A y mostradas en la tabla A-30.

Por lo tanto,

$$\left. \begin{aligned} I_{g_ATI1.1} &= 7,56 \text{ kA} \\ I_{g_ATI1.2} &= 9,12 \text{ kA} \\ I_{g_ATI1.3} &= 10,81 \text{ kA} \\ I_{g_ATI1.4} &= 11,16 \text{ kA} \\ I_{g_ATI1.5} &= 8,98 \text{ kA} \\ I_{g_ATF1.6/2.1} &= 7,60 \text{ kA} \\ I_{g_ATI2.2} &= 9,23 \text{ kA} \\ I_{g_ATI2.3} &= 11,04 \text{ kA} \\ I_{g_ATI2.4} &= 11,03 \text{ kA} \\ I_{g_ATI2.5} &= 9,67 \text{ kA} \end{aligned} \right\} ; t_d = 1 \text{ s}$$

B.4.1.2.3 Sección mínima del conductor

Según se indica en la ITC-RAT 13, el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto será de un segundo y la densidad de corriente máxima será inferior a 160 A/mm², lo que corresponde a una temperatura final aproximada de 200 °C.

Por lo tanto, las secciones mínimas serán:

$$S_{ATI1.1} = \frac{I_{g_ATI1.1}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{7,56}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 49,56 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI1.2} = \frac{I_{g_ATI1.2}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{9,12}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 59,79 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI1.3} = \frac{I_{g_ATI1.3}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{10,81}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 70,86 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI1.4} = \frac{I_{g_ATI1.4}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{11,16}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 73,16 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI1.5} = \frac{I_{g_{ATI1.5}}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{8,98}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 58,87 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATF1.6/2.1} = \frac{I_{g_{ATF1.6/2.1}}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{7,60}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 49,82 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI2.2} = \frac{I_{g_{ATI2.2}}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{9,23}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 60,51 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI2.3} = \frac{I_{g_{ATI2.3}}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{11,04}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 72,37 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI2.4} = \frac{I_{g_{ATI2.4}}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{11,03}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 72,31 \text{ mm}^2$$

$$S_{ATI2.5} = \frac{I_{g_{ATI2.5}}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{9,67}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 40}\right)}} = 63,39 \text{ mm}^2$$

Siendo,

I_g : intensidad de defecto a tierra (kA)

$TCAP$: capacidad térmica por unidad de volumen [$\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C})$]

t_c : duración de la falta (s)

α_r : coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia* ($1/^\circ\text{C}$)

ρ_r : resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia* ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)

K_0 : $1/\alpha_0$ [α_0 : coeficiente térmico de resistividad a 0°C ($1/^\circ\text{C}$)]

T_m : Temperatura máxima permisible ($^\circ\text{C}$)

T_a : Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$)

*Temperatura de referencia $\Rightarrow 20^\circ\text{C}$

Los valores de $TCAP$, α_r , ρ_r y K_0 se obtienen de la tabla 1 de IEEE Std 80-2013 (ver tabla B-28):

$$TCAP = 3,42 \text{ J}/(\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C})$$

$$\alpha_r = 0,00393 \text{ 1}/^\circ\text{C}$$

$$\rho_r = 1,72 \mu\Omega \cdot \text{cm}$$

$$K_0 = 234$$

Para el cable de 300 mm^2 , y sin tener en cuenta que en una malla la corriente siempre tiene al menos dos caminos, las densidades de corriente serán:

$$\delta_{AT11.1} = \frac{I_{g_{AT11.1}}}{300} = \frac{7,56 \cdot 10^3}{300} = 25,20 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT11.2} = \frac{I_{g_{AT11.2}}}{300} = \frac{9,12 \cdot 10^3}{300} = 30,40 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT11.3} = \frac{I_{g_{AT11.3}}}{300} = \frac{10,81 \cdot 10^3}{300} = 36,03 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT11.4} = \frac{I_{g_{AT11.4}}}{300} = \frac{11,16 \cdot 10^3}{300} = 37,20 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT11.5} = \frac{I_{g_{AT11.5}}}{300} = \frac{8,98 \cdot 10^3}{300} = 29,93 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{ATF1.6/2.1} = \frac{I_{g_{ATF1.6/2.1}}}{300} = \frac{7,60 \cdot 10^3}{300} = 25,33 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT12.2} = \frac{I_{g_{AT12.2}}}{300} = \frac{9,23 \cdot 10^3}{300} = 30,77 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT12.3} = \frac{I_{g_{AT12.3}}}{300} = \frac{11,04 \cdot 10^3}{300} = 36,80 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT12.4} = \frac{I_{g_{AT12.4}}}{300} = \frac{11,03 \cdot 10^3}{300} = 36,77 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{AT12.5} = \frac{I_{g_{AT12.5}}}{300} = \frac{9,67 \cdot 10^3}{300} = 32,23 \text{ A/mm}^2$$

Podemos concluir, por tanto, que el cable cumple la exigencia marcada por la ITC-RAT 13 , ya que:

$$\left. \begin{array}{l} \delta_{ATI1.1} = 25,20 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI1.2} = 30,40 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI1.3} = 36,03 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI1.4} = 37,20 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI1.5} = 29,93 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATF1.6/2.1} = 25,33 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI2.2} = 30,77 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI2.3} = 36,80 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI2.4} = 36,77 \text{ A/mm}^2 \\ \delta_{ATI2.5} = 32,23 \text{ A/mm}^2 \end{array} \right\} < \delta_{max} = 160 \text{ A/mm}^2$$

B.4.1.2.4 Resistencia del sistema de tierra

La resistencia del sistema de tierra vendrá dada por:

$$\begin{aligned} R_{g_ATI1.1} &= \rho_{ATI1.1} \left[\frac{1}{L_{T_ATI1.1}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATI1.1}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATI1.1} \sqrt{20/A_{ATI1.1}}} \right) \right] \\ &= 80 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,04 \, \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{g_ATI1.2} &= \rho_{ATI1.2} \left[\frac{1}{L_{T_ATI1.2}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATI1.2}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATI1.2} \sqrt{20/A_{ATI1.2}}} \right) \right] \\ &= 80 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,04 \, \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{g_ATI1.3} &= \rho_{ATI1.3} \left[\frac{1}{L_{T_ATI1.3}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATI1.3}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATI1.3} \sqrt{20/A_{ATI1.3}}} \right) \right] \\ &= 85 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,11 \, \Omega \end{aligned}$$

$$R_{g_ATI1.4} = \rho_{ATI1.4} \left[\frac{1}{L_{T_ATI1.4}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATI1.4}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATI1.4} \sqrt{20/A_{ATI1.4}}} \right) \right]$$

$$= 90 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,17 \, \Omega$$

$$R_{g_ATI1.5} = \rho_{ATI1.5} \left[\frac{1}{L_{T_ATI1.5}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATI1.5}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATI1.5} \sqrt{20/A_{ATI1.5}}} \right) \right]$$

$$= 90 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,17 \, \Omega$$

$$R_{g_ATF1.6/2.1} = \rho_{ATF1.6/2.1} \left[\frac{1}{L_{T_ATF1.6/2.1}} \right.$$

$$\left. + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATF1.6/2.1}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATF1.6/2.1} \sqrt{20/A_{ATF1.6/2.1}}} \right) \right]$$

$$= 85 \left[\frac{1}{3626} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1536}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1536}} \right) \right] = 0,94 \, \Omega$$

$$R_{g_ATI2.2} = \rho_{ATI2.2} \left[\frac{1}{L_{T_ATI2.2}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATI2.2}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATI2.2} \sqrt{20/A_{ATI2.2}}} \right) \right]$$

$$= 85 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,11 \, \Omega$$

$$R_{g_ATI2.3} = \rho_{ATI2.3} \left[\frac{1}{L_{T_ATI2.3}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{ATI2.3}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{ATI2.3} \sqrt{20/A_{ATI2.3}}} \right) \right]$$

$$= 85 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,11 \, \Omega$$

$$R_{g_AT12.4} = \rho_{AT12.4} \left[\frac{1}{L_{T_AT12.4}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{AT12.4}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{AT12.4} \sqrt{20/A_{AT12.4}}} \right) \right]$$

$$= 80 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,04 \, \Omega$$

$$R_{g_AT12.5} = \rho_{AT12.5} \left[\frac{1}{L_{T_AT12.5}} + \frac{1}{\sqrt{20A_{AT12.5}}} \left(1 + \frac{1}{1 + h_{AT12.5} \sqrt{20/A_{AT12.5}}} \right) \right]$$

$$= 80 \left[\frac{1}{2665} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 1102}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1 \sqrt{20/1102}} \right) \right] = 1,04 \, \Omega$$

Siendo,

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L_T : longitud total de conductores enterrados (m)

A : superficie cubierta por la malla (m^2)

h : profundidad de la malla (m)

Como valor usual, se consideran aceptables los valores de puesta a tierra inferiores a $2 \, \Omega$.

B.4.1.2.5 Tensiones de contacto y de paso

Tensiones de contacto y de paso del sistema

Las tensiones de contacto y de paso, según IEEE Std 80-2013, se determinarán mediante las siguientes expresiones:

$$U'_c = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M}$$

$$U'_p = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_S}$$

Siendo,

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

K_m, K_s : factores geométricos

K_i : factor de irregularidad

I_g : corriente de puesta a tierra (A)

L_M : longitud efectiva de conductores enterrados para tensión de contacto (m)

L_S : longitud efectiva de conductores enterrados para tensión de paso (m)

El factor K_m se calcula mediante la siguiente expresión:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right]$$

Siendo,

D : distancia entre conductores paralelos (m)

h : profundidad de la malla (m)

d : diámetro de los conductores de la malla (m)

K_{ii} , K_h : factores de corrección

n : número efectivo de conductores paralelos

Los valores de K_{ii} y K_h se obtienen según:

$K_{ii} = 1$ (malla con picas en las esquinas)

$$K_h = \sqrt{1 + h}$$

Siendo,

h : profundidad de la malla (m)

El término n se obtiene según:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

donde:

$$n_a = \frac{2L_C}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$n_c = 1$ (malla rectangular)

$n_d = 1$ (malla rectangular)

Siendo,

L_C : longitud total del conductor horizontal de la malla (m)

L_p : perímetro de la malla (m)

A : superficie cubierta por la malla (m²)

El factor K_i se calcula mediante la siguiente expresión:

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

Siendo,

n : número efectivo de conductores paralelos

Los términos L_M y L_S se obtienen según:

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

$$L_S = 0,75L_C + 0,85L_R$$

Siendo,

L_C : longitud total del conductor horizontal de la malla (m)

L_r : longitud de cada pica (m)

L_x : longitud máxima de la malla en la dirección x (m)

L_y : longitud máxima de la malla en la dirección y (m)

L_R : longitud total de las picas (m)

El factor K_s se calcula mediante la siguiente expresión:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

Siendo,

h : profundidad de la malla (m)

D : distancia entre conductores paralelos (m)

n : número efectivo de conductores paralelos

Por lo tanto,

ATI)

$$U'_{c_ATI1.1} = \frac{80 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 7560}{2686,64} = 306,81 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI1.1} = \frac{80 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 7560}{2002,35} = 1254,57 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI1.2} = \frac{80 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 9120}{2686,64} = 370,12 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI1.2} = \frac{80 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 9120}{2002,35} = 1513,45 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI1.3} = \frac{85 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 10810}{2686,64} = 466,12 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI1.3} = \frac{85 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 10810}{2002,35} = 1906,03 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI1.4} = \frac{90 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 11160}{2686,64} = 509,52 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI1.4} = \frac{90 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 11160}{2002,35} = 2083,49 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI1.5} = \frac{90 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 8980}{2686,64} = 409,99 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI1.5} = \frac{90 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 8980}{2002,35} = 1676,50 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI2.2} = \frac{85 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 9230}{2686,64} = 397,99 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI2.2} = \frac{85 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 9230}{2002,35} = 1627,44 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI2.3} = \frac{85 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 11040}{2686,64} = 476,04 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI2.3} = \frac{85 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 11040}{2002,35} = 1946,58 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI2.4} = \frac{80 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 11030}{2686,64} = 447,63 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATI2.4} = \frac{80 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 11030}{2002,35} = 1830,42 \text{ V}$$

$$U'_{c_ATI2.5} = \frac{80 \cdot 0,21 \cdot 6,49 \cdot 9670}{2686,64} = 392,44 \text{ V}$$

$$U'_{p_AT12.5} = \frac{80 \cdot 0,64 \cdot 6,49 \cdot 9670}{2002,35} = 1604,73 \text{ V}$$

donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{1^2}{16 \cdot 1 \cdot 0,022} + \frac{(1 + 2 \cdot 1)^2}{8 \cdot 1 \cdot 0,022} - \frac{1}{4 \cdot 0,022} \right) + \frac{1}{\sqrt{2}} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 39,47 - 1)} \right) \right] = 0,21$$

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + 1} = \sqrt{2}$$

$$n = 39,24 \cdot 1,006 \cdot 1 \cdot 1 = 39,47$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 2629}{134} = 39,24$$

$$n_b = \sqrt{\frac{134}{4\sqrt{1102}}} = 1,006$$

$$n_c = 1$$

$$n_d = 1$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 39,47 = 6,49$$

$$L_M = 2629 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2}{\sqrt{38^2 + 29^2}} \right) \right] \cdot 36 = 2686,64 \text{ m}$$

$$L_S = 0,75 \cdot 2629 + 0,85 \cdot 36 = 2002,35 \text{ m}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 1} + \frac{1}{1 + 1} + \frac{1}{1} (1 - 0,5^{39,47-2}) \right] = 0,64$$

ATF)

$$U'_{c_ATF1.6/2.1} = \frac{85 \cdot 0,20 \cdot 7,35 \cdot 7600}{3648,51} = 260,28 \text{ V}$$

$$U'_{p_ATF1.6/2.1} = \frac{85 \cdot 0,64 \cdot 7,35 \cdot 7600}{2723,3} = 1115,85 \text{ V}$$

donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{1^2}{16 \cdot 1 \cdot 0,022} + \frac{(1 + 2 \cdot 1)^2}{8 \cdot 1 \cdot 0,022} - \frac{1}{4 \cdot 0,022} \right) + \frac{1}{\sqrt{2}} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 45,30 - 1)} \right) \right] = 0,20$$

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + 1} = \sqrt{2}$$

$$n = 44,85 \cdot 1,01 \cdot 1 \cdot 1 = 45,30$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 3588}{160} = 44,85$$

$$n_b = \sqrt{\frac{160}{4\sqrt{1536}}} = 1,01$$

$$n_c = 1$$

$$n_d = 1$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 45,30 = 7,35$$

$$L_M = 3588 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2}{\sqrt{48^2 + 32^2}} \right) \right] \cdot 38 = 3648,51 \text{ m}$$

$$L_S = 0,75 \cdot 3588 + 0,85 \cdot 38 = 2723,3 \text{ m}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 1} + \frac{1}{1 + 1} + \frac{1}{1} (1 - 0,5^{45,30-2}) \right] = 0,64$$

Tensiones de contacto y de paso admisibles

Para determinar las máximas tensiones de contacto y paso admisibles se emplearán las expresiones siguientes:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Siendo,

U_{ca} : valor admisible de la tensión de contacto aplicada (V)

R_{a1} : resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante (Ω)

ρ_s : resistividad superficial aparente del terreno ($\Omega \cdot m$)

El valor de U_{ca} se obtiene según la tabla 1 de la ITC-RAT 13 en función de la duración de la corriente de falta (ver tabla B-29).

$$U_{ca} = 107 \text{ V}$$

Para calcular ρ_s , se multiplicará el valor de la resistividad de la capa de terreno adicional, por un coeficiente reductor C_s :

$$C_s = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_s + 0,106} \right)$$

Siendo,

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

ρ^* : resistividad de la capa superficial ($\Omega \cdot m$)

h_s : espesor de la capa superficial (m)

Por lo tanto, para todos los centros de autotransformación,

$$U_c = 107 \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 \cdot 0,80 \cdot 3000}{1000} \right] = 599,20 \text{ V}$$

$$U_p = 10 \cdot 107 \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 0,80 \cdot 3000}{1000} \right] = 20758 \text{ V}$$

ya que:

$$C_{s_ATI1.1} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{80}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI1.2} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{80}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI1.3} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{85}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI1.4} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{90}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI1.5} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{90}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATF1.6/2.1} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{85}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI2.2} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{85}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI2.3} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{85}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI2.4} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{80}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

$$C_{s_ATI2.5} = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{80}{3000}}{2 \cdot 0,20 + 0,106} \right) = 0,80$$

Conclusión

Las redes de tierra cumplen con los requisitos exigidos por la normativa, ya que:

$$U_c = 599,20 \text{ V} > \begin{cases} U'_{c_ATI1.1} = 306,81 \text{ V} \\ U'_{c_ATI1.2} = 370,12 \text{ V} \\ U'_{c_ATI1.3} = 466,12 \text{ V} \\ U'_{c_ATI1.4} = 509,52 \text{ V} \\ U'_{c_ATI1.5} = 409,99 \text{ V} \\ U'_{c_ATF1.6/2.1} = 260,28 \text{ V} \\ U'_{c_ATI2.2} = 397,99 \text{ V} \\ U'_{c_ATI2.3} = 476,04 \text{ V} \\ U'_{c_ATI2.4} = 447,63 \text{ V} \\ U'_{c_ATI2.5} = 392,44 \text{ V} \end{cases}$$

$$U_p = 20758 \text{ V} > \begin{cases} U'_{p_ATI1.1} = 1254,57 \text{ V} \\ U'_{p_ATI1.2} = 1513,45 \text{ V} \\ U'_{p_ATI1.3} = 1906,03 \text{ V} \\ U'_{p_ATI1.4} = 2083,49 \text{ V} \\ U'_{p_ATI1.5} = 1676,50 \text{ V} \\ U'_{p_ATF1.6/2.1} = 1115,85 \text{ V} \\ U'_{p_ATI2.2} = 1627,44 \text{ V} \\ U'_{p_ATI2.3} = 1946,58 \text{ V} \\ U'_{p_ATI2.4} = 1830,42 \text{ V} \\ U'_{p_ATI2.5} = 1604,73 \text{ V} \end{cases}$$

B.4.2 Redes de Tierra Superiores

En las subestaciones y centros de autotransformación, las redes de tierra superiores, se diseñarán de acuerdo a las normas UNE-EN 62305-1, UNE-EN 62305-2 y UNE-EN 62305-3; así como al documento básico SUA 8 del Código Técnico de la Edificación.

B.4.2.1 Redes de tierra superiores en subestaciones

Según el documento básico SUA 8, como regla general, será necesaria la instalación de un sistema de protección contra el rayo cuando la frecuencia esperada de impactos N_e sea mayor que el riesgo admisible de impactos N_a .

B.4.2.1.1 Frecuencia esperada de impactos N_e

Las frecuencias esperadas de impacto serán:

$$N_{e_SET1} = N_{g_SET1} \cdot A_D \cdot C_{D_SET1} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 29141,28 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,044 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_SET2} = N_{g_SET2} \cdot A_D \cdot C_{D_SET2} \cdot 10^{-6} = 2,00 \cdot 29141,28 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,058 \text{ impactos/año}$$

Siendo,

N_g : densidad de descargas atmosféricas a tierra ($1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$)

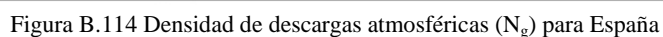
A_D : superficie de captación de la estructura (m^2)

C_D : factor de localización de la estructura

N_g se obtiene según el mapa de densidad de descargas atmosféricas para España:

$$N_{g_SET1} = 1,50 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_SET2} = 2,00 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$


$$A_D = L \cdot W + 6H(L + W) + 9\pi \cdot H^2 = 87 \cdot 64 + 6 \cdot 17(87 + 64) + 9\pi \cdot 17^2 \\ = 29141,28 \text{ m}^2$$

L : largo de la subestación (m)
 W : ancho de la subestación (m)
 H : altura máxima de la subestación (m)

$$C_{D_SET2} = 1$$
Figura B.115 Tabla A.1 norma UNE-EN 62305-2

B.4.2.1.2 Riesgo admisible de impactos N_a

El riesgo admisible de impacto será:

$$N_a = \frac{5,5}{C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5} 10^{-3} = \frac{5,5}{0,5 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 5} 10^{-3} = 0,00073 \text{ impactos/año}$$

Siendo,

C_2 : coeficiente en función del tipo de construcción

C_3 : coeficiente en función del contenido

C_4 : coeficiente en función de la ocupación

C_5 : coeficiente en función de las consecuencias sobre el entorno

Estos coeficientes se obtienen de las tablas proporcionadas por el documento básico SUA 8:

$$C_2 = 0,5$$

$$C_3 = 3$$

$$C_4 = 1$$

$$C_5 = 5$$


Coeficiente C_2		
	Cubierta metálica	Cubierta de hormigón
Estructura metálica	0,5	1
Estructura de hormigón	1	1
Estructura de madera	2	2,5
		Cubierta de madera
		2
		2,5
		3
Coeficiente C_3		
Edificio con contenido inflamable		3
Otros contenidos		1
Coeficiente C_4		
Edificios no ocupados normalmente		0,5
Usos Pública Concurrencia, Sanitario, Comercial, Docente		3
Resto de edificios		1
Coeficiente C_5		
Edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible (hospitales, bomberos, ...) o pueda ocasionar un impacto ambiental grave		5
Resto de edificios		1

Figura B.116 Tablas coeficientes SUA 8

B.4.2.1.3 Nivel de protección requerido

Al haberse obtenido unas frecuencias esperadas de impactos mucho mayores que el riesgo admisible, se deberán instalar sistemas de protección contra el rayo en las subestaciones.

$$\left. \begin{array}{l} N_{e_SET1} = 0,044 \text{ impactos/año} \\ N_{e_SET2} = 0,058 \text{ impactos/año} \end{array} \right\} \gg N_a = 0,00073 \text{ impactos/año}$$

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

Los sistemas a instalar deberán tener la siguiente eficiencia:

$$E_{SET1} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_SET1}} = 1 - \frac{0,00073}{0,044} = 0,9834 \Rightarrow 98,34\%$$

$$E_{SET2} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_SET2}} = 1 - \frac{0,00073}{0,058} = 0,9874 \Rightarrow 98,74\%$$

El nivel de protección requerido, es decir, el nivel de protección contra el rayo (NPR), se obtiene de la tabla 2.1 del documento básico SUA 8:

$$NPR_{SET1} = 1$$

$$NPR_{SET2} = 1$$

<i>Eficiencia requerida</i>	<i>Nivel de protección</i>
$E \geq 0,98$	1
$0,95 \leq E < 0,98$	2
$0,80 \leq E < 0,95$	3
$0 \leq E < 0,80$ ⁽¹⁾	4

⁽¹⁾ Dentro de estos límites de *eficiencia* requerida, la instalación de protección contra el rayo no es obligatoria.

Figura B.117 Tabla 2.1 documento básico SUA 8

A partir del nivel de protección requerido, se obtiene la clase del Sistema de Protección Contra el Rayo (SPCR) a instalar según la tabla 1 de la norma UNE-EN 62305-3:

$$Clase\ SPCR_{SET1} = 1$$

$$Clase\ SPCR_{SET2} = 1$$

NPR	Clase del SPCR
I	I
II	II
III	III
IV	IV

Figura B.118 Tabla 1 norma UNE-EN 62305-3

B.4.2.1.4 Dimensionamiento del sistema de protección contra descargas atmosféricas

El método de dimensionamiento adoptado es el de la esfera rodante:

El volumen protegido queda definido al hacer rodar una esfera de radio r sobre el sistema de captación. El emplazamiento del sistema es adecuado si, en función de la clase del SPCR, ningún punto de la estructura protegida está en contacto con la esfera, que rueda

alrededor y en la parte superior de la estructura en todas las direcciones posibles tocando solamente el sistema de captación.

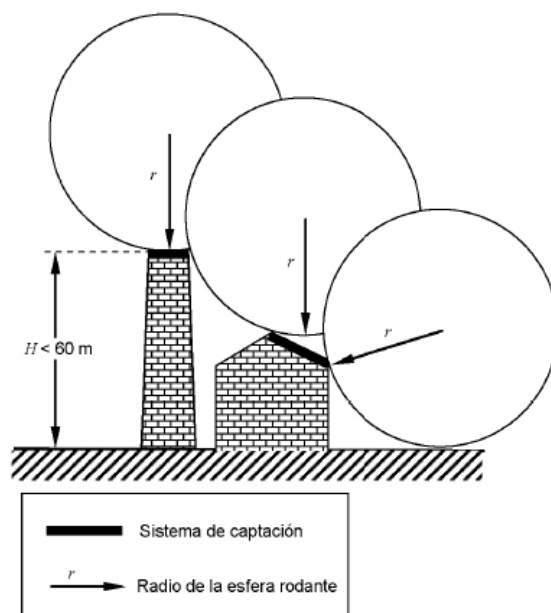


Figura B.119 Volumen protegido por la esfera rodante

En todas las estructuras cuya altura sea inferior a 60 m las probabilidades de descargas laterales son generalmente despreciables.


Los valores de los radios r de las esferas vienen dados por la tabla 2 de la norma UNE-EN 62305-3 para cada clase de protección:

Clase de SPCR	Radio de la esfera rodante r m
I	20
II	30
III	45
IV	60

Figura B.120 Extracto tabla 2 norma UNE-EN 62305-3

B.4.2.1.5 Selección del pararrayos y del cable de guarda

Las redes de tierra superiores estarán compuestas por puntas captadoras INGESCO IN2000-20 y Múltiple IN, además de cables de tierra-ópticos GENERAL CABLE OPGW 83/32 de 15,20 mm de diámetro:

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
---	--	--

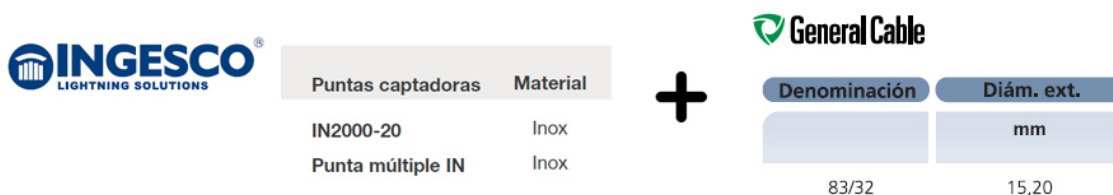


Figura B.121 Elementos red de tierra superior en subestaciones


En el documento *Planos*, se muestra la ubicación de los componentes del sistema de protección junto con el volumen total protegido de las subestaciones.

B.4.2.1.5.1 Cálculo mecánico del cable de guarda

Para la interconexión de las puntas captadoras que se encuentran en los extremos opuestos del parque de 400 kV se utilizarán cables compuestos tierra-óptico GENERAL CABLE OPGW 83/32 con las siguientes características:

Denominación

83/32



Características de los cables de tierra

Sección transversal			Nº de alambres y diám.	Diám. ext/int. tubo.	Diám. ext.
mm²	mm²	mm²	Nºx mm	mm	mm
Tubo aluminio	AW	Total	AW		
32,4	83,00	115,40	13x2,85	9,50/7,00	15,20

Peso unitario	Carga de rotura	Resistencia eléctrica a 20°C	Cap. de cortocircuito
kg/km	kN	ohm/km	I2t
Total			
676,00	103,60	0,4740	88,0

Nº fibras ópt.

Mód.elast.

Coef. dilat. lineal

	Kg/mm²	°C-1
6/8/12.	13,350	14,25 x 10-6

OPGW

Características de las fibras ópticas

Tipo	Diámetro ext.	Diámetro fibra	Tipo de construcción	Atenuación Long. onda	Atenuación máx.
	µm	µm		nm	dB/Km
		Núcleo 1º recubrimiento			
Monomodo	125	9,5 ±1 250	Holgada	1.300/1.550	0,50/0,30


Dispersión espectral máx.

Long.onda de corte

ps/nm Km	
1.300 nm< 3,5	1.100/1.280
1.550 nm< 18,0	

Figura B.122 Características conductor OPGW 83/32

De acuerdo con ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), la tracción máxima de los cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, mínima dividida por 2,5, considerándoles sometidos a las hipótesis de sobrecarga establecidas por éste.

 Universidad de Cádiz	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	MEMORIA DE CÁLCULO UNIDAD B: CÁLCULO DE INSTALACIONES
--	--	--

$$F_{Tmax(OPGW 83/32)} = \frac{T_{r(OPGW 83/32)}}{2,5} = \frac{103,60}{2,5} = 41,44 \text{ kN} \Rightarrow 4224,26 \text{ kg}$$

Siendo,

T_r : carga de rotura de los cables (kN)

B.4.2.1.5.1.1 Flechas mínimas

Son las que tienen lugar según las sobrecargas y a las temperaturas establecidas por la tabla 4 de la ITC-LAT 07:

ZONA A			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3
ZONA C			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-20	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-20	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3

(1) La hipótesis de tracción máxima de hielo + viento se aplica a las líneas de categoría especial y a todas aquellas líneas que la norma particular de la empresa eléctrica así lo establezca o cuando el proyectista considere que la línea pueda encontrarse sometida a la citada carga combinada.

Figura B.123 Tabla 4 ITC-LAT 07

Cargas motivadas por el viento

$$F_c = q \cdot D = 70 \cdot 0,0152 = 1,064 \frac{\text{daN}}{\text{m}} \Rightarrow 1,08 \text{ kg/m}$$

Siendo,

q : presión del viento (daN/m²)

D : diámetro del cable (m)

Sobrecargas motivadas por el hielo

Sólo se calculará esta sobrecarga para los cables de la SET-1, al encontrarse ésta en zona B.

$$F_h = 0,18 \cdot \sqrt{d} = 0,18 \cdot \sqrt{15,20} = 0,7018 \frac{daN}{m} \Rightarrow 0,71 \text{ kg/m}$$

Siendo,

d : diámetro del cable (mm)

Fuerza de tracción resultante

Teniendo en cuenta la fuerza ejercida por el propio peso de los cables, cuyo valor es:

$$F_p = 0,676 \text{ kg/m}$$

Las fuerzas de tracción en los cables de guarda de las subestaciones serán:

$$F_{t_SET1} = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + F_c^2} = \sqrt{(0,676 + 0,71)^2 + 1,08^2} = 1,76 \text{ kg/m}^*$$

$$F_{t_SET2} = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{0,676^2 + 1,08^2} = 1,27 \text{ kg/m}$$

*Teniendo en cuenta la acción combinada de hielo + viento 120 km/h

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de los cables (kg/m)

F_c : carga motivada por el viento (kg/m)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (kg/m)

Resultados flechas mínimas

Las flechas mínimas en los cables de guarda de las subestaciones serán:

$$f_{min_SET1} = \frac{F_{t_SET1} \cdot a^2}{8 \cdot F_{Tmax(OPGW 83/32)}} = \frac{1,76 \cdot 52^2}{8 \cdot 4224,26} = 0,141 \text{ m}^*$$

$$f_{min_SET2} = \frac{F_{t_SET2} \cdot a^2}{8 \cdot F_{Tmax(OPGW 83/32)}} = \frac{1,27 \cdot 52^2}{8 \cdot 4224,26} = 0,102 \text{ m}$$

*Teniendo en cuenta la acción combinada de hielo + viento 120 km/h

Siendo,

F_t : fuerza de tracción resultante por sobrecarga (kg/m)

a : longitud de los vanos (m)

F_{Tmax} : fuerza de tracción máxima de los cables (kg)

B.4.2.1.5.1.2 Flechas máximas

Para el cálculo de las flechas máximas de las hipótesis que se contemplan en la ITC-LAT 07, se utilizará la ecuación del cambio de condiciones. La ecuación del cambio de condiciones relaciona dos estados o situaciones del cable, por lo que, si se conocen los parámetros de un estado inicial, se logra hallar por medio de la ecuación los parámetros de otro estado final; tras la obtención de estos, se pueden calcular las flechas máximas.

La ecuación del cambio de condiciones será:

$$T^2(T + A) = B$$

Siendo,

T : fuerza de tracción a determinar según la hipótesis (kg)

A : parámetro de cálculo (kg)

B : parámetro de cálculo (kg³)

Los términos A y B se calcularán según:

$$A = \alpha \cdot E \cdot S \cdot (t_2 - t_1) - T_m + \frac{a^2 \cdot F_t^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot T_m^2}$$

$$B = \frac{a^2 \cdot F_t^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

Siendo,

α : coeficiente de dilatación lineal (°C⁻¹)

E : módulo de elasticidad (kg/mm²)

S : sección del cable (mm²)

t_2 : temperatura del estado final (°C)

t_1 : temperatura del estado inicial (°C)

T_m : tracción máxima de los cables (kg)

a : longitud del vano (m)

F_t : fuerza de tracción del estado inicial y final (kg/mm²)

En el presente proyecto, los estados iniciales serán los definidos por la tabla 4 de la ITC-LAT 07.

Hipótesis de viento

Sometidos a la acción de su propio peso y a una sobrecarga de viento de 120 km/h a la temperatura de +15 °C.

Sobrecarga motivada por el viento

$$F_c = q \cdot D = 70 \cdot 0,0152 = 1,064 \frac{daN}{m} \Rightarrow 1,08 \text{ kg/m}$$

Siendo,

q : presión del viento (daN/m²)

D : diámetro del cable (m)

Fuerza de tracción resultante

Teniendo en cuenta la fuerza ejercida por el propio peso de los cables, cuyo valor es:

$$F_p = 0,676 \text{ kg/m}$$

Las fuerzas de tracción en los cables de guarda en ambas subestaciones serán:

$$F_t = \sqrt{F_p^2 + F_c^2} = \sqrt{0,676^2 + 1,08^2} = 1,27 \text{ kg/m}$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de los cables (kg/m)

F_c : sobrecarga motivada por el viento (kg/m)

Cambio de condiciones

SET-1)

$$T^2(T - 3769,5) = 279956117,51$$

$$T = 3789 \text{ kg}$$

Donde:

$$A = 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 13350 \cdot 115,40 \cdot (15 - (-5)) - 4224,26 \\ + \frac{52^2 \cdot 1,27^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24 \cdot 4224,26^2} = -3769,5 \text{ kg}$$

$$B = \frac{52^2 \cdot 1,27^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24} = 279956117,51 \text{ kg}^3$$

SET-2)

$$T^2(T - 3659,74) = 279956117,51$$

$$T = 3680,41 \text{ kg}$$

Donde:

$$A = 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 13350 \cdot 115,40 \cdot (15 - (-10)) - 4224,26 \\ + \frac{52^2 \cdot 1,27^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24 \cdot 4224,26^2} = -3659,74 \text{ kg}$$

$$B = \frac{52^2 \cdot 1,27^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24} = 279956117,51 \text{ kg}^3$$

Resultados

Las flechas máximas en los cables de guarda de las subestaciones bajo la hipótesis de viento serán:

$$f_{\max_vto_SET1} = \frac{F_t \cdot a^2}{8 \cdot T_{SET1}} = \frac{1,27 \cdot 52^2}{8 \cdot 3789} = 0,113 \text{ m}$$

$$f_{\max_vto_SET2} = \frac{F_t \cdot a^2}{8 \cdot T_{SET2}} = \frac{1,27 \cdot 52^2}{8 \cdot 3680,41} = 0,117 \text{ m}$$

Siendo,

F_t : fuerza de tracción resultante por sobrecarga (kg/m)

a : longitud de los vanos (m)

T : fuerza de tracción de los cables bajo la hipótesis (kg)

Hipótesis de temperatura

Sometidos a la acción de su propio peso a la temperatura de +50 °C.

Fuerza de tracción

La fuerza ejercida por el propio peso de los cables, cuyo valor es:

$$F_t = F_p = 0,676 \text{ kg/m}$$

Cambio de condiciones

SET-1)

$$T^2(T - 3012,38) = 79318759,22$$

$$T = 3021,07 \text{ kg}$$

Donde:

$$A = 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 13350 \cdot 115,40 \cdot (50 - (-5)) - 4224,26 \\ + \frac{52^2 \cdot 0,676^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24 \cdot 4224,26^2} = -3012,38 \text{ kg}$$

$$B = \frac{52^2 \cdot 0,676^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24} = 79318759,22 \text{ kg}^3$$

SET-2)

$$T^2(T - 2902,61) = 79318759,22$$

$$T = 2911,96 \text{ kg}$$

Donde:

$$A = 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 13350 \cdot 115,40 \cdot (50 - (-10)) - 4224,26 \\ + \frac{52^2 \cdot 0,676^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24 \cdot 4224,26^2} = -2902,61 \text{ kg}$$

$$B = \frac{52^2 \cdot 0,676^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24} = 79318759,22 \text{ kg}^3$$

Resultados

Las flechas máximas en los cables de guarda de las subestaciones bajo la hipótesis de temperatura serán:

$$f_{\max_temp_SET1} = \frac{F_t \cdot a^2}{8 \cdot T_{SET1}} = \frac{0,676 \cdot 52^2}{8 \cdot 3021,07} = 0,076 \text{ m}$$

$$f_{\max_temp_SET2} = \frac{F_t \cdot a^2}{8 \cdot T_{SET2}} = \frac{0,676 \cdot 52^2}{8 \cdot 2911,96} = 0,078 \text{ m}$$

Siendo,

F_t : fuerza de tracción (kg/m)

a : longitud de los vanos (m)

T : fuerza de tracción de los cables bajo la hipótesis (kg)

Hipótesis de hielo

Sometidos a la acción de su propio peso y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona a la temperatura de +0 °C.

Sólo se calculará esta hipótesis para los cables de la SET-1, al encontrarse ésta en zona B.

Sobrecarga motivada por el hielo

$$F_h = 0,18 \cdot \sqrt{d} = 0,18 \cdot \sqrt{15,20} = 0,7018 \frac{daN}{m} \Rightarrow 0,71 \text{ kg/m}$$

Siendo,

d : diámetro del cable (mm)

Fuerza de tracción resultante

Teniendo en cuenta la fuerza ejercida por el propio peso de los cables, cuyo valor es:

$$F_p = 0,676 \text{ kg/m}$$

Las fuerzas de tracción en los cables de guarda serán:

$$F_t = F_p + F_h = 0,676 + 0,71 = 1,39 \text{ kg/m}$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de los cables (kg/m)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (kg/m)

Cambio de condiciones

$$T^2(T - 3876,16) = 335360663,79$$

$$T = 3898,23 \text{ kg}$$

Donde:

$$A = 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 13350 \cdot 115,40 \cdot (0 - (-15)) - 4224,26 \\ + \frac{52^2 \cdot 1,39^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24 \cdot 4224,26^2} = -3876,16 \text{ kg}$$

$$B = \frac{52^2 \cdot 1,39^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24} = 335360663,79 \text{ kg}^3$$

Resultado

La flecha máxima en los cables de guarda bajo la hipótesis de hielo será:

$$f_{max_hie_SET1} = \frac{F_t \cdot a^2}{8 \cdot T_{SET1}} = \frac{1,39 \cdot 52^2}{8 \cdot 3898,23} = 0,120 \text{ m}$$

Siendo,

F_t : fuerza de tracción resultante por sobrecarga (kg/m)

a : longitud de los vanos (m)

T : fuerza de tracción de los cables bajo la hipótesis (kg)

Hipótesis de hielo + viento

Sometidos a la acción de su propio peso, a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona y a una sobrecarga de viento de 120 km/h a la temperatura de +0 °C.

Sólo se calculará esta hipótesis para los cables de la SET-1, al encontrarse ésta en zona B.

Sobrecarga motivada por el viento

$$F_c = q \cdot D = 70 \cdot 0,0152 = 1,064 \frac{daN}{m} \Rightarrow 1,08 \text{ kg/m}$$

Siendo,

q : presión del viento (daN/m²)

D : diámetro del cable (m)

Sobrecarga motivada por el hielo

$$F_h = 0,18 \cdot \sqrt{d} = 0,18 \cdot \sqrt{15,20} = 0,7018 \frac{daN}{m} \Rightarrow 0,71 \text{ kg/m}$$

Siendo,

d : diámetro del cable (mm)

Fuerza de tracción resultante

Teniendo en cuenta la fuerza ejercida por el propio peso de los cables, cuyo valor es:

$$F_p = 0,676 \text{ kg/m}$$

Las fuerzas de tracción en los cables de guarda serán:

$$F_t = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + F_c^2} = \sqrt{(0,676 + 0,71)^2 + 1,08^2} = 1,76 \text{ kg/m}$$

Siendo,

F_p : fuerza ejercida por el propio peso de los cables (kg/m)

F_c : sobrecarga motivada por el viento (kg/m)

F_h : sobrecarga motivada por el hielo (kg/m)

Cambio de condiciones

$$T^2(T - 3864,83) = 537660158,46$$

$$T = 3900,18 \text{ kg}$$

Donde:

$$A = 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 13350 \cdot 115,40 \cdot (0 - (-15)) - 4224,26$$

$$+ \frac{52^2 \cdot 1,76^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24 \cdot 4224,26^2} = -3864,83 \text{ kg}$$

$$B = \frac{52^2 \cdot 1,76^2 \cdot 115,40 \cdot 13350}{24} = 537660158,46 \text{ kg}^3$$

Resultado

La flecha máxima en los cables de guarda bajo la hipótesis de hielo + viento será:

$$f_{\max_hie+vto_SET1} = \frac{F_t \cdot a^2}{8 \cdot T_{SET1}} = \frac{1,76 \cdot 52^2}{8 \cdot 3900,18} = 0,152 \text{ m}$$

Siendo,

F_t : fuerza de tracción resultante por sobrecarga (kg/m)

a : longitud de los vanos (m)

T : fuerza de tracción de los cables bajo la hipótesis (kg)

Resultados flechas máximas

$$\left. \begin{array}{l} f_{\max_vto_SET1} = 0,113 \text{ m} \\ f_{\max_temp_SET1} = 0,076 \text{ m} \\ f_{\max_hie_SET1} = 0,120 \text{ m} \\ f_{\max_hie+vto_SET1} = 0,152 \text{ m} \end{array} \right\} \Rightarrow f_{\max_SET1} = 0,152 \text{ m}$$

$$\left. \begin{array}{l} f_{\max_vto_SET2} = 0,117 \text{ m} \\ f_{\max_temp_SET2} = 0,078 \text{ m} \end{array} \right\} \Rightarrow f_{\max_SET1} = 0,117 \text{ m}$$

B.4.2.2 Redes de tierra superiores en centros de autotransformación

Según el documento básico SUA 8, como regla general, será necesaria la instalación de un sistema de protección contra el rayo cuando la frecuencia esperada de impactos N_e sea mayor que el riesgo admisible de impactos N_a .

B.4.2.2.1 Frecuencia esperada de impactos N_e

$$N_{e_ATI1.1} = N_{g_ATI1.1} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI1.1} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6}$$

$$= 0,0089 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI1.2} = N_{g_ATI1.2} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI1.2} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,0089 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI1.3} = N_{g_ATI1.3} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI1.3} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,0089 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI1.4} = N_{g_ATI1.4} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI1.4} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,0089 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI1.5} = N_{g_ATI1.5} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI1.5} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,0089 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATF1.6/2.1} = N_{g_ATF1.6/2.1} \cdot A_{D_ATF} \cdot C_{D_ATF1.6/2.1} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 6955,08 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,010 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI2.2} = N_{g_ATI2.2} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI2.2} \cdot 10^{-6} = 1,50 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,0089 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI2.3} = N_{g_ATI2.3} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI2.3} \cdot 10^{-6} = 2,00 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,012 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI2.4} = N_{g_ATI2.4} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI2.4} \cdot 10^{-6} = 2,00 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,012 \text{ impactos/año}$$

$$N_{e_ATI2.5} = N_{g_ATI2.5} \cdot A_{D_ATI} \cdot C_{D_ATI2.5} \cdot 10^{-6} = 2,00 \cdot 5907,48 \cdot 1 \cdot 10^{-6} \\ = 0,012 \text{ impactos/año}$$

Siendo,

N_g : densidad de descargas atmosféricas a tierra ($1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$)

A_D : superficie de captación de la estructura (m^2)

C_D : factor de localización de la estructura

N_g se obtiene según el mapa de densidad de descargas atmosféricas para España (ver figura B.114):

$$N_{g_ATI1.1} = 1,50 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI1.2} = 1,50 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI1.3} = 1,50 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI1.4} = 1,50 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI1.5} = 1,50 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATF1.6/2.1} = 1,50 \text{ } 1/\text{km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI2.2} = 1,50 \text{ 1/km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI2.3} = 2,00 \text{ 1/km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI2.4} = 2,00 \text{ 1/km}^2 \cdot \text{año}$$

$$N_{g_ATI2.5} = 2,00 \text{ 1/km}^2 \cdot \text{año}$$

La superficie de captación será distinta según el centro de autotransformación sea intermedio o final:

$$\begin{aligned} A_{D_ATI} &= L_{ATI} \cdot W_{ATI} + 6H_{ATI}(L_{ATI} + W_{ATI}) + 9\pi \cdot H_{ATI}^2 \\ &= 24 \cdot 33 + 6 \cdot 8,7(24 + 33) + 9\pi \cdot 8,7^2 = 5907,48 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_{D_ATF} &= L_{ATF} \cdot W_{ATF} + 6H_{ATF}(L_{ATF} + W_{ATF}) + 9\pi \cdot H_{ATF}^2 \\ &= 27 \cdot 43 + 6 \cdot 8,7(27 + 43) + 9\pi \cdot 8,7^2 = 6955,08 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Siendo,

L : largo del centro de autotransformación (m)

W : ancho del centro de autotransformación (m)

H : altura máxima del centro de autotransformación (m)

El factor C_D se obtiene de la tabla A.1 de la norma UNE-EN 62305-2 (ver figura B.115):

$$C_{D_ATI1.1} = 1$$

$$C_{D_ATI1.2} = 1$$

$$C_{D_ATI1.3} = 1$$

$$C_{D_ATI1.4} = 1$$

$$C_{D_ATI1.5} = 1$$

$$C_{D_ATF1.6/2.1} = 1$$

$$C_{D_ATI2.2} = 1$$

$$C_{D_ATI2.3} = 1$$

$$C_{D_ATI2.4} = 1$$

$$C_{D_ATI2.5} = 1$$

B.4.2.2.2 Riesgo admisible de impactos N_a

El riesgo admisible de impacto será:

$$N_a = \frac{5,5}{C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5} 10^{-3} = \frac{5,5}{0,5 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot 1} 10^{-3} = 0,0073 \text{ impactos/año}$$

Siendo,

C_2 : coeficiente en función del tipo de construcción

C_3 : coeficiente en función del contenido

C_4 : coeficiente en función de la ocupación

C_5 : coeficiente en función de las consecuencias sobre el entorno

Estos coeficientes se obtienen de las tablas proporcionadas por el documento básico SUA 8 (ver figura B.116):

$$C_2 = 0,5$$

$$C_3 = 3$$

$$C_4 = 0,5$$

$$C_5 = 1$$

B.4.2.2.3 Nivel de protección requerido

Al haberse obtenido unas frecuencias esperadas de impactos ligeramente superiores al riesgo admisible, se deberá considerar si es necesaria la instalación de sistemas de protección contra el rayo en los centros de autotransformación.

$$\left. \begin{array}{l} N_{e_ATI1.1} = 0,0089 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI1.2} = 0,0089 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI1.3} = 0,0089 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI1.4} = 0,0089 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI1.5} = 0,0089 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATF1.6/2.1} = 0,010 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI2.2} = 0,0089 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI2.3} = 0,012 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI2.4} = 0,012 \text{ impactos/año} \\ N_{e_ATI2.5} = 0,012 \text{ impactos/año} \end{array} \right\} > N_a = 0,0073 \text{ impactos/año}$$

Los sistemas a instalar deberán tener la siguiente eficiencia:

$$E_{ATI1.1} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI1.1}} = 1 - \frac{0,0073}{0,0089} = 0,1798 \Rightarrow 17,98\%$$

$$E_{ATI1.2} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI1.2}} = 1 - \frac{0,0073}{0,0089} = 0,1798 \Rightarrow 17,98\%$$

$$E_{ATI1.3} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI1.3}} = 1 - \frac{0,0073}{0,0089} = 0,1798 \Rightarrow 17,98\%$$

$$E_{ATI1.4} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI1.4}} = 1 - \frac{0,0073}{0,0089} = 0,1798 \Rightarrow 17,98\%$$

$$E_{ATI1.5} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI1.5}} = 1 - \frac{0,0073}{0,0089} = 0,1798 \Rightarrow 17,98\%$$

$$E_{ATF1.6/2.1} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATF1.6/2.1}} = 1 - \frac{0,0073}{0,010} = 0,2700 \Rightarrow 27,00\%$$

$$E_{ATI2.2} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI2.2}} = 1 - \frac{0,0073}{0,0089} = 0,1798 \Rightarrow 17,98\%$$

$$E_{ATI2.3} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI2.3}} = 1 - \frac{0,0073}{0,012} = 0,3917 \Rightarrow 39,17\%$$

$$E_{ATI2.4} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI2.4}} = 1 - \frac{0,0073}{0,012} = 0,3917 \Rightarrow 39,17\%$$

$$E_{ATI2.5} = 1 - \frac{N_a}{N_{e_ATI2.5}} = 1 - \frac{0,0073}{0,012} = 0,3917 \Rightarrow 39,17\%$$

El nivel de protección requerido, es decir, el nivel de protección contra el rayo (NPR), se obtiene de la tabla 2.1 del documento básico SUA 8 (ver figura B.117):

$$NPR_{ATI1.1} = 4$$

$$NPR_{ATI1.2} = 4$$

$$NPR_{ATI1.3} = 4$$

$$NPR_{ATI1.4} = 4$$

$$NPR_{ATI1.5} = 4$$

$$NPR_{ATF1.6/2.1} = 4$$

$$NPR_{ATI2.2} = 4$$

$$NPR_{AT12.3} = 4$$

$$NPR_{AT12.4} = 4$$

$$NPR_{AT12.5} = 4$$

En vista de la baja eficiencia requerida, por debajo del 50% del límite superior del nivel 4, y a la no obligatoriedad de la instalación de un sistema de protección contra el rayo dentro de este nivel según el documento básico SUA 8; se decide no proveer de estos a los centros de autotransformación.


DOCUMENTO Nº 3

PLANOS

ÍNDICE

1. PLANTA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
2. PLANTA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
3. ALZADO DE LAS POSICIONES DE TRANSFORMADOR DE LAS SUBESTACIONES DE TRACCIÓN
4. PLANTA DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
5. PLANTA DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
6. PÓRTICO DE CONVERSIÓN AÉREO-SUBTERRÁNEO EN SUBESTACIONES DE TRACCIÓN
7. PÓRTICO DE CATENARIA Y FEEDER EN SUBESTACIONES DE TRACCIÓN
8. RED DE TIERRAS INFERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
9. RED DE TIERRAS INFERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
10. RED DE TIERRAS SUPERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
11. RED DE TIERRAS SUPERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
12. LUMINARIAS SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
13. LUMINARIAS SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
14. LUMINARIAS EDIFICIO SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
15. LUMINARIAS EDIFICIO SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
16. LUMINARIAS EMERGENCIA EDIFICIO SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
17. LUMINARIAS EMERGENCIA EDIFICIO SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
18. TOMAS DE CORRIENTE SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
19. TOMAS DE CORRIENTE SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
20. TOMAS DE CORRIENTE EDIFICIO SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)

21. TOMAS DE CORRIENTE EDIFICIO SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
22. ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 1 (SET-1)
23. ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
24. ESQUEMA UNIFILAR SS.AA. EN SUBESTACIONES DE TRACCIÓN
25. PLANTA CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4
26. PLANTA CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5
27. PLANTA CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1
28. PLANTA DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4
29. PLANTA DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5
30. PLANTA DEL EDIFICIO DE CONTROL DEL CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1
31. PÓRTICO DE CONVERSIÓN AÉREO-SUBTERRÁNEO EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN
32. PÓRTICO DE CATENARIA Y FEEDER EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN
33. RED DE TIERRAS INFERIOR EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4
34. RED DE TIERRAS INFERIOR EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5
35. RED DE TIERRAS INFERIOR DEL CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1
36. LUMINARIAS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4
37. LUMINARIAS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5
38. LUMINARIAS CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	PLANOS
---	---	--------

39. LUMINARIAS EDIFICIO CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4

40. LUMINARIAS EDIFICIO CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5

41. LUMINARIAS EDIFICIO CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1

42. LUMINARIAS EMERGENCIA EDIFICIO CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4

43. LUMINARIAS EMERGENCIA EDIFICIO CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5

44. LUMINARIAS EMERGENCIA EDIFICIO CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1

45. TOMAS DE CORRIENTE CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4

46. TOMAS DE CORRIENTE CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5

47. TOMAS DE CORRIENTE CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1

48. TOMAS DE CORRIENTE EDIFICIO CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4


49. TOMAS DE CORRIENTE EDIFICIO CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5

50. TOMAS DE CORRIENTE EDIFICIO CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1

51. ESQUEMA UNIFILAR CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.1, ATI1.2, ATI1.3 Y ATI1.4

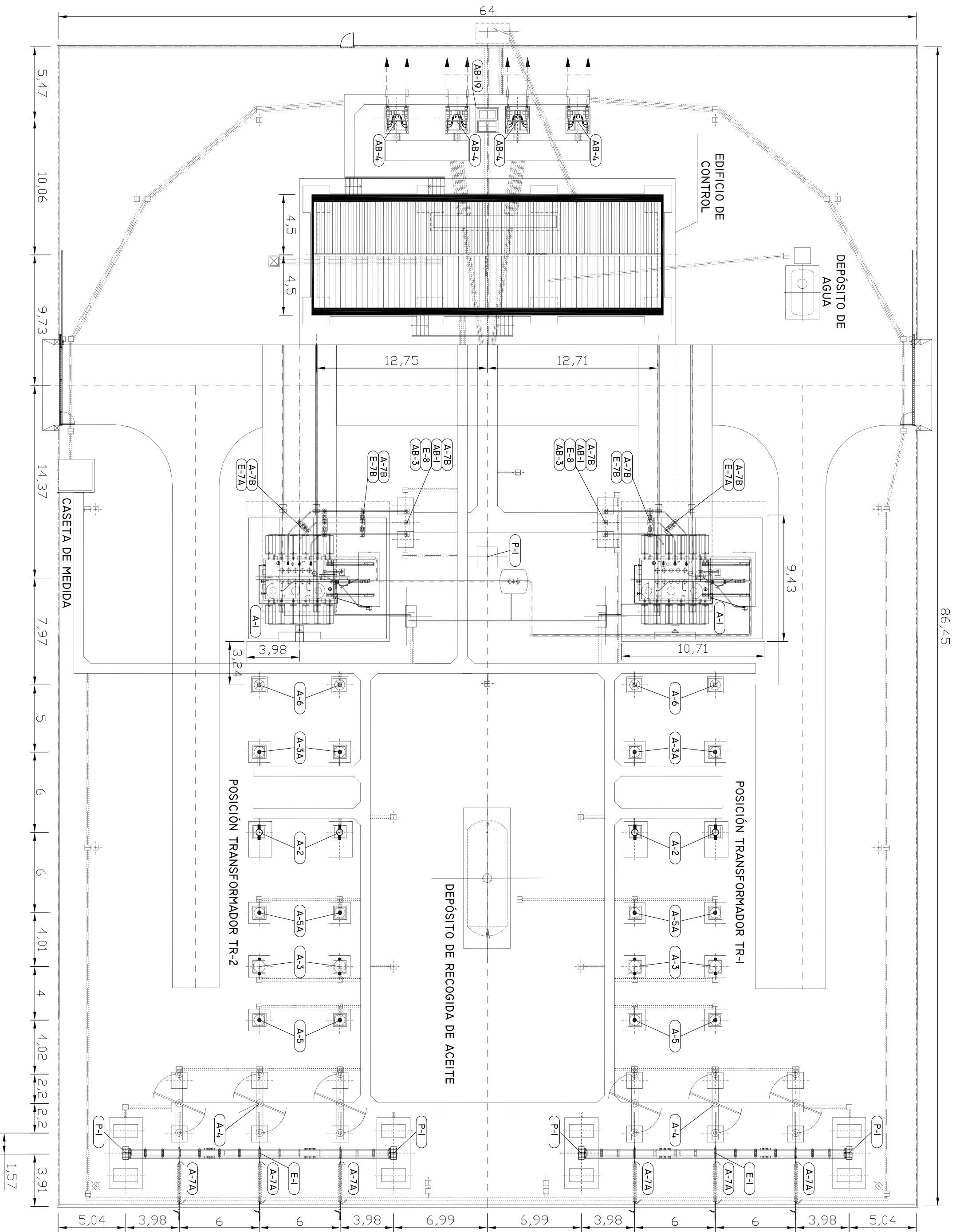
52. ESQUEMA UNIFILAR CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5

53. ESQUEMA UNIFILAR CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	PLANOS
---	---	--------


54. ESQUEMA UNIFILAR SS.AA. EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS

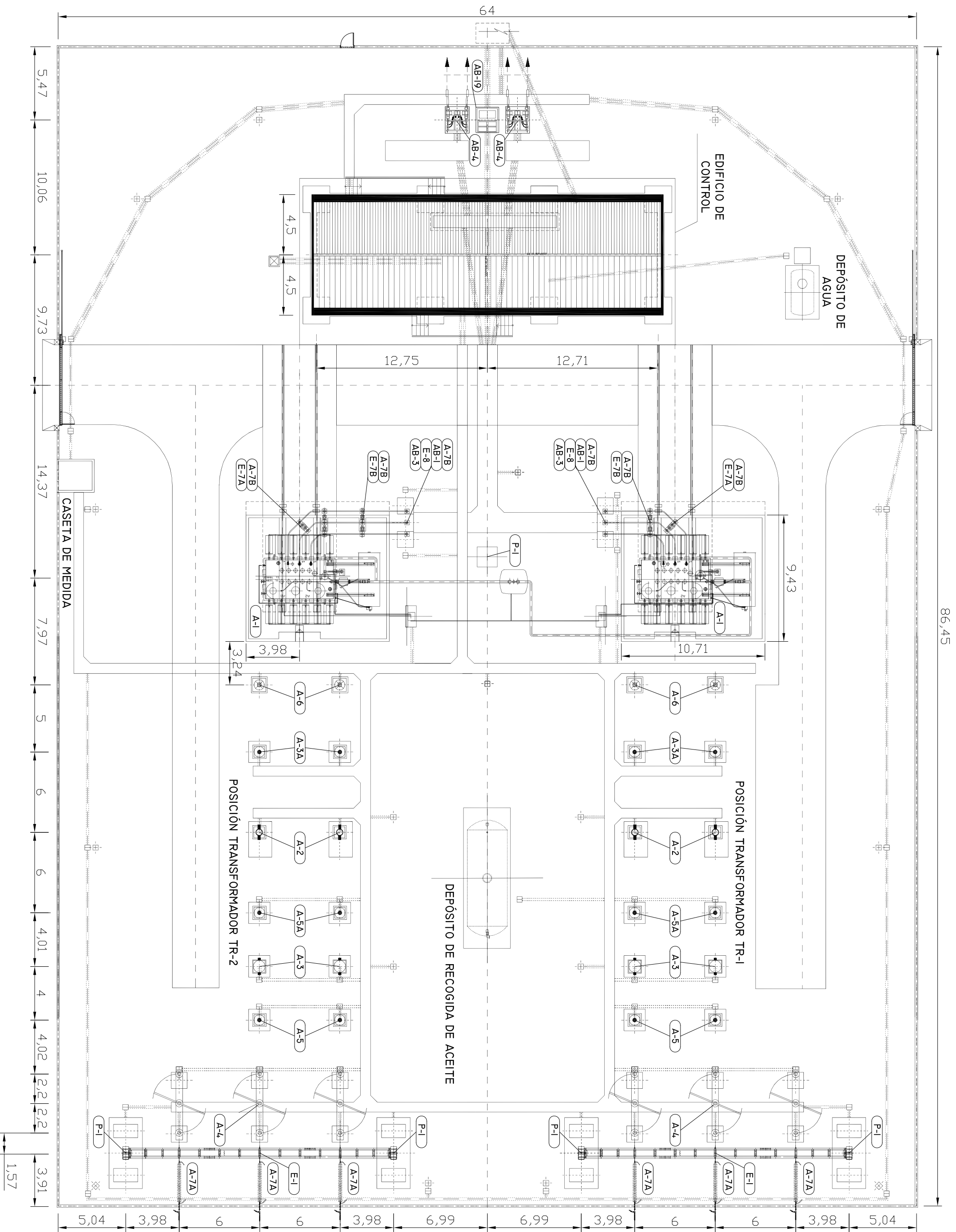
55. ESQUEMA UNIFILAR SS.AA. EN CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL



RELACION DE APARATURA	
DESIGN.	CANT.
A-1	2
A-2	4
A-3	4
A-3A	4
A-4	2
A-5	4
A-5A	4
A-6	4
AB-1	4
A-7B	22


RELACION DE APARATURA	
DESIGN.	CANT.
AB-3	18
AB-4	4
AB-19	1
E-1	2
E-7A	2
E-7B	4
E-8	2
A-7A	6
P-1	5

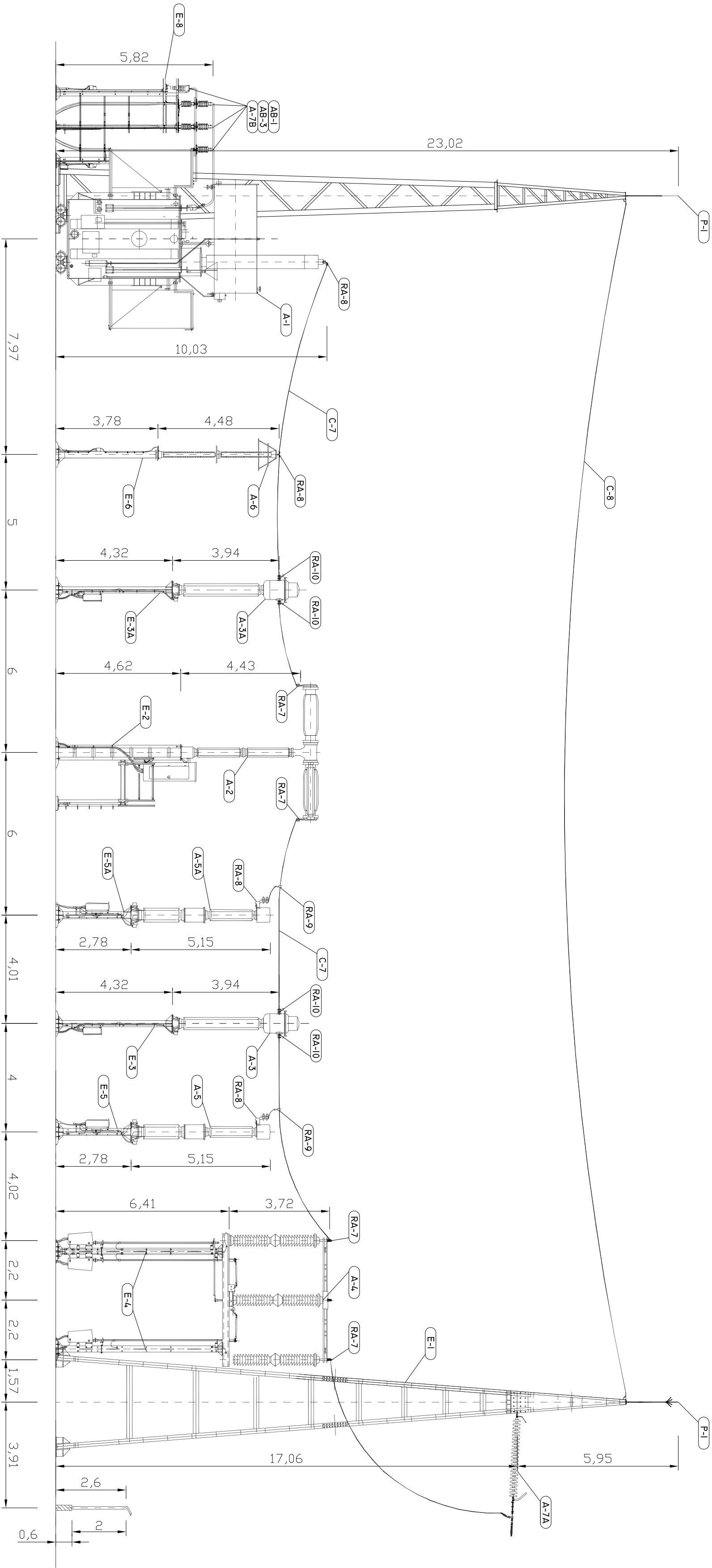
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>	
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ			
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN			
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS				
1:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)				PLANO Nº: I
					HOJA Nº: I DE I



RELACION DE APARATURA		
DESIGN.	CANT.	EQUIPOS
A-1	2	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400/2X27,5 KV 30 MVA
A-2	4	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO SF6 4000 A
A-3	4	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 75-150/5-5-5 A
A-3A	4	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 3000/5-5-5-5 A
A-4	2	SECCIONADOR GIRATORIO DE 3 COLUMNAS 420 KV 4000 A 50 KA
A-5	4	TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO 396-√3/0,110-√3-0,110-√3 KV
A-5A	4	TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO 396-√3/0,110-√3 KV
A-6	4	AUTOVALVULA 420 KV
AB-1	4	AUTOVALVULA 55 KV
A-7B	22	AISLADOR 55 KV


RELACION DE APARATURA		
DESIGN.	CANT.	EQUIPOS
AB-3	18	BOTELLA TERMINAL 52 KV EXTERIOR
AB-4	2	SAIDA FEDERS
AB-19	1	ARMARIO DE BARRA "0"
E-1	2	PORTICO DE ACOMETIDA 400 KV
E-7A	2	SOPORTE SAIDA TRANSFORMADOR DE POTENCIA 2 AISLADORES
E-7B	4	SOPORTE SAIDA TRANSFORMADOR DE POTENCIA 3 AISLADORES
E-8	2	SOPORTE SAIDA TRANSFORMADOR DE POTENCIA CONVERSION CABLE
A-7A	6	AISLADOR 400 KV
P-1	5	PARARRAYOS TIPO FRANKLIN

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: 2
				HOJA Nº: 1 DE 1

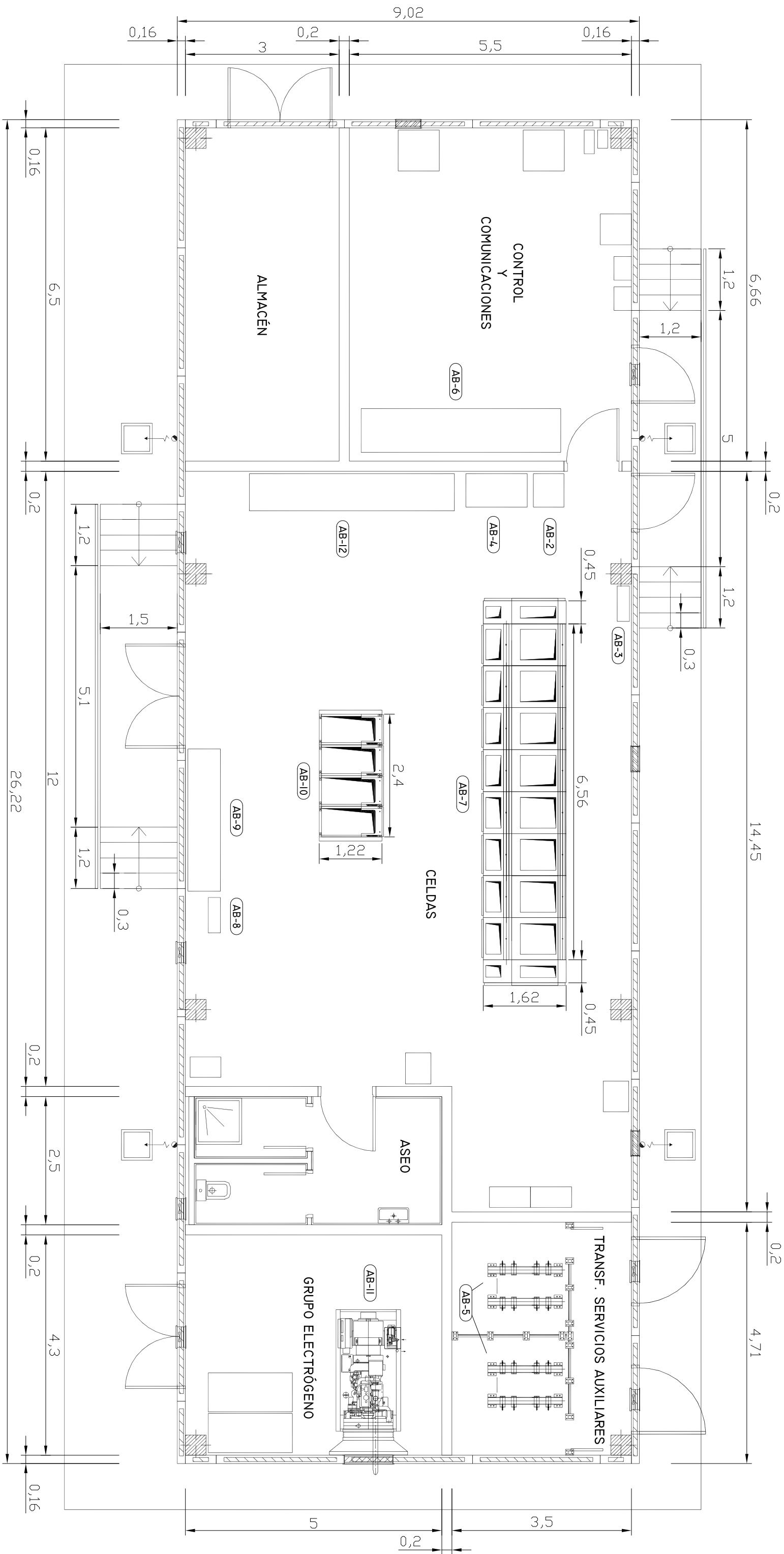


RELACION DE APARAMENTA	
DESIGN.	CANT.
A-1	2
A-2	4
A-3	4
A-3A	4
A-4	2
A-5	4
A-5A	4
A-6	4
AB-1	4
AB-3	22
C-7	18
C-8	4
P-1	5

RELACION DE APARAMENTA	
DESIGN.	CANT.
A-7A	6
E-1	2
E-2	4
E-3	4
E-3A	4
E-4	6
E-5	4
E-5A	4
E-6	4
E-7B	4
E-8	2
RA-7	20
RA-8	16
RA-9	8
RA-10	16

	FECHA	NOVRE	FIRMA	<div> ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

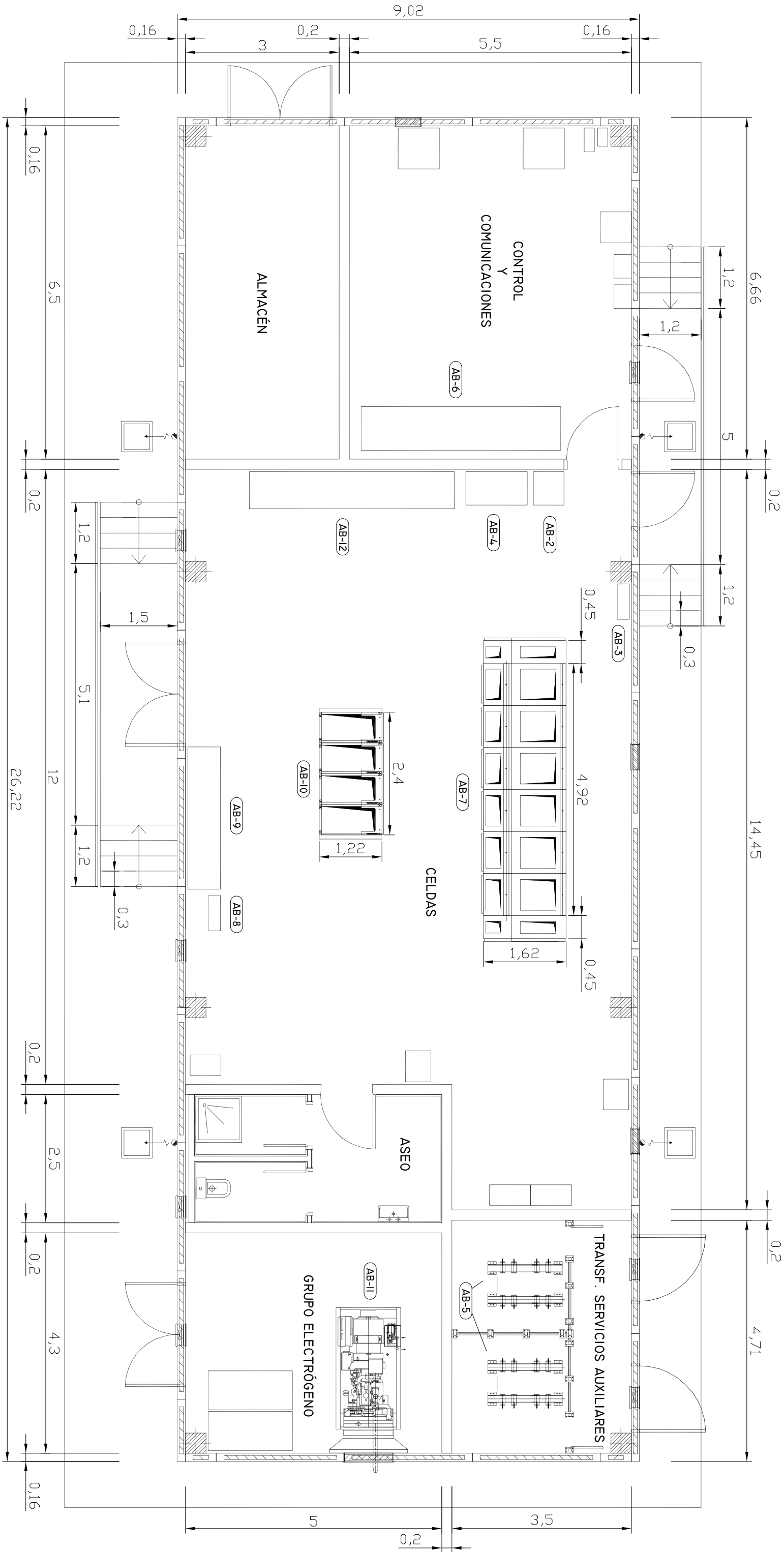
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:		
	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
1:125	DENOMINACIÓN DEL PLANO:		PLANO Nº: 3
	ALZADO DE LAS POSICIONES DE TRANSFORMADOR DE LAS SUBESTACIONES		HOJA Nº: 1 DE 1




DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-2	ONDULADOR	SALA DE CELDAS
AB-3	CUADRO DE ALUMBRADO Y FUERZA	SALA DE CELDAS
AB-4	RECTIFICADOR	SALA DE CELDAS
AB-5	TRANSFORMADOR DE SS.AA. 27.5/0.23 kV	SALA DE TRANSFORMADORES SS.AA.
AB-6	UCS	SALA DE CONTROL Y COMUNICACIONES
AB-7	CELDA BIFÁSICAS SF6 55 kV	SALA DE CELDAS
AB-8	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE CONTINUA 125 V	SALA DE CELDAS
AB-9	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE ALTERNA 230 V	SALA DE CELDAS
AB-10	CELDA MONOFÁSICAS SF6 27.5 kV	SALA DE CELDAS
AB-11	GRUPO ELECTROGÉNEO	SALA DE GRUPO ELECTROGÉNEO
AB-12	BATERÍAS CORRIENTE CONTINUA	SALA DE CELDAS

	FECHA	NOBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div><div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:		
	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO:		PLANO Nº:
	PLANTA DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)		4
		HOJA Nº:	1 DE 1

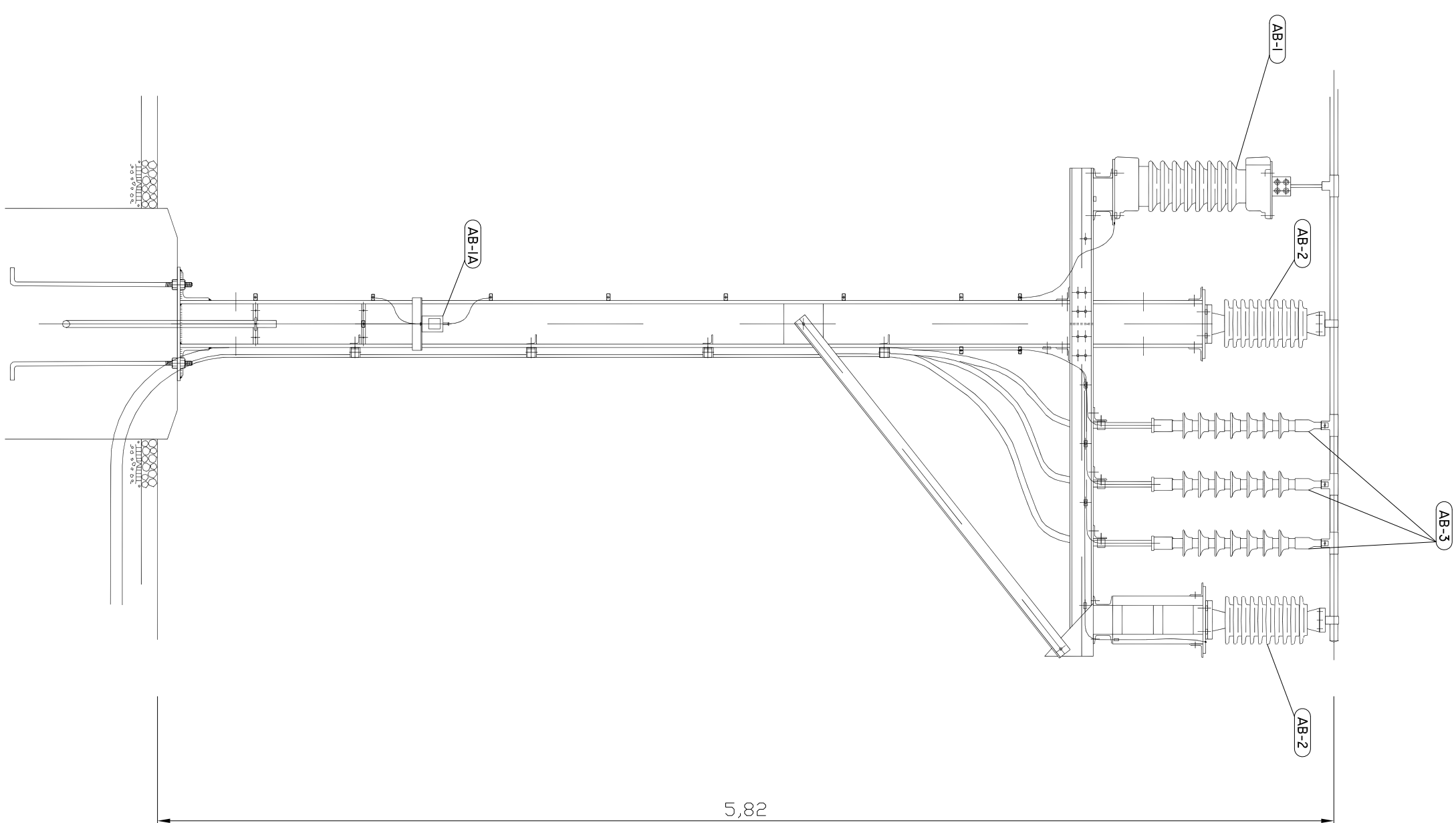
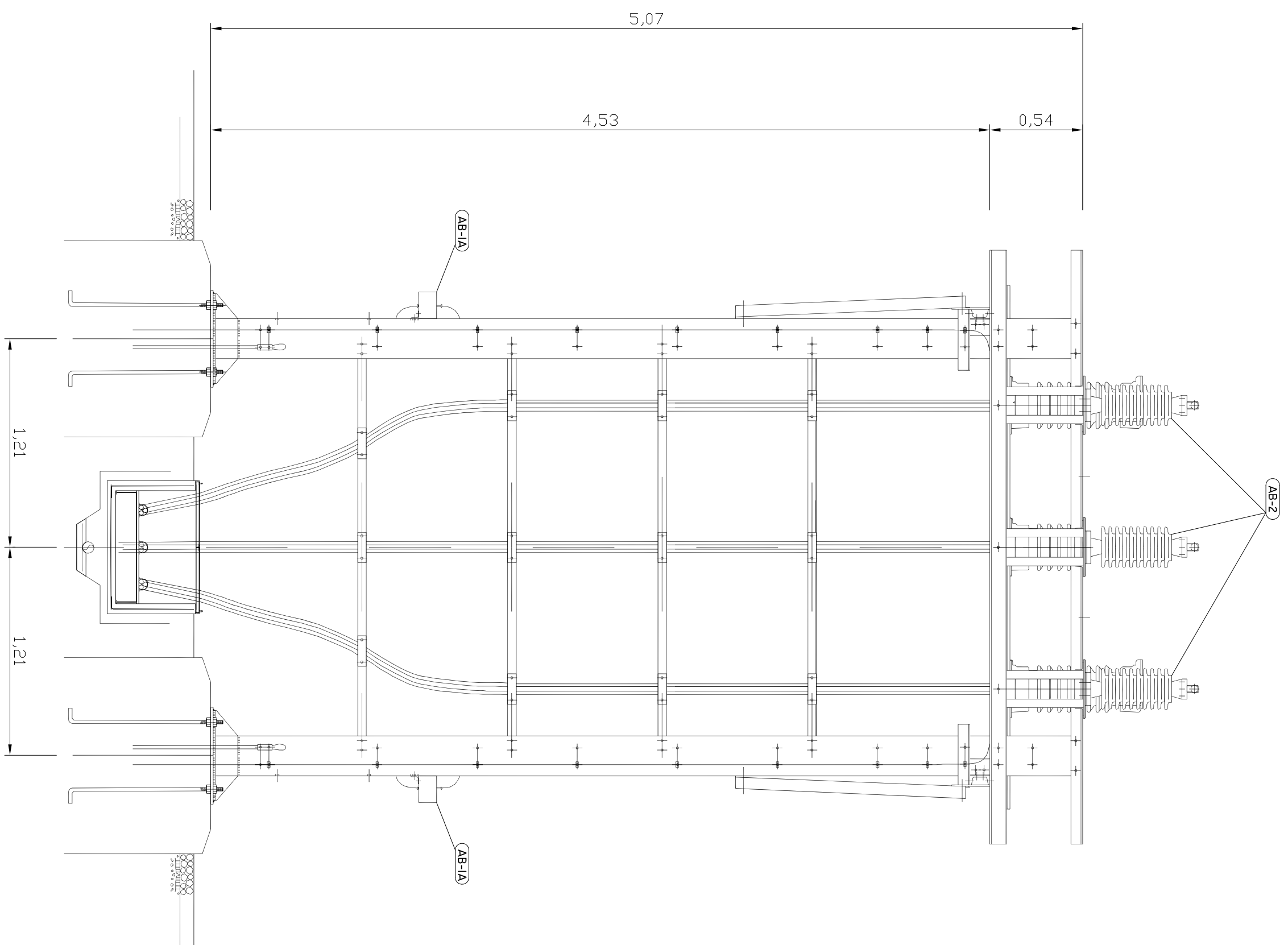


DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-2	ONDULADOR	SALA DE CELDAS
AB-3	CUADRO DE ALUMBRADO Y FUERZA	SALA DE CELDAS
AB-4	RECTIFICADOR	SALA DE CELDAS
AB-5	TRANSFORMADOR DE SS.AA. 27.5/0.23 kV	SALA DE TRANSFORMADORES SS.AA.
AB-6	UCS	SALA DE CONTROL Y COMUNICACIONES
AB-7	CELDA BIFÁSICAS SF6 55 kV	SALA DE CELDAS
AB-8	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE CONTINUA 125 V	SALA DE CELDAS
AB-9	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE ALTERNA 230 V	SALA DE CELDAS
AB-10	CELDA MONOFÁSICAS SF6 27.5 kV	SALA DE CELDAS
AB-11	GRUPO ELECTROGÉNEO	SALA DE GRUPO ELECTROGÉNEO
AB-12	BATERÍAS CORRIENTE CONTINUA	SALA DE CELDAS


	FECHA	NOBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div><div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

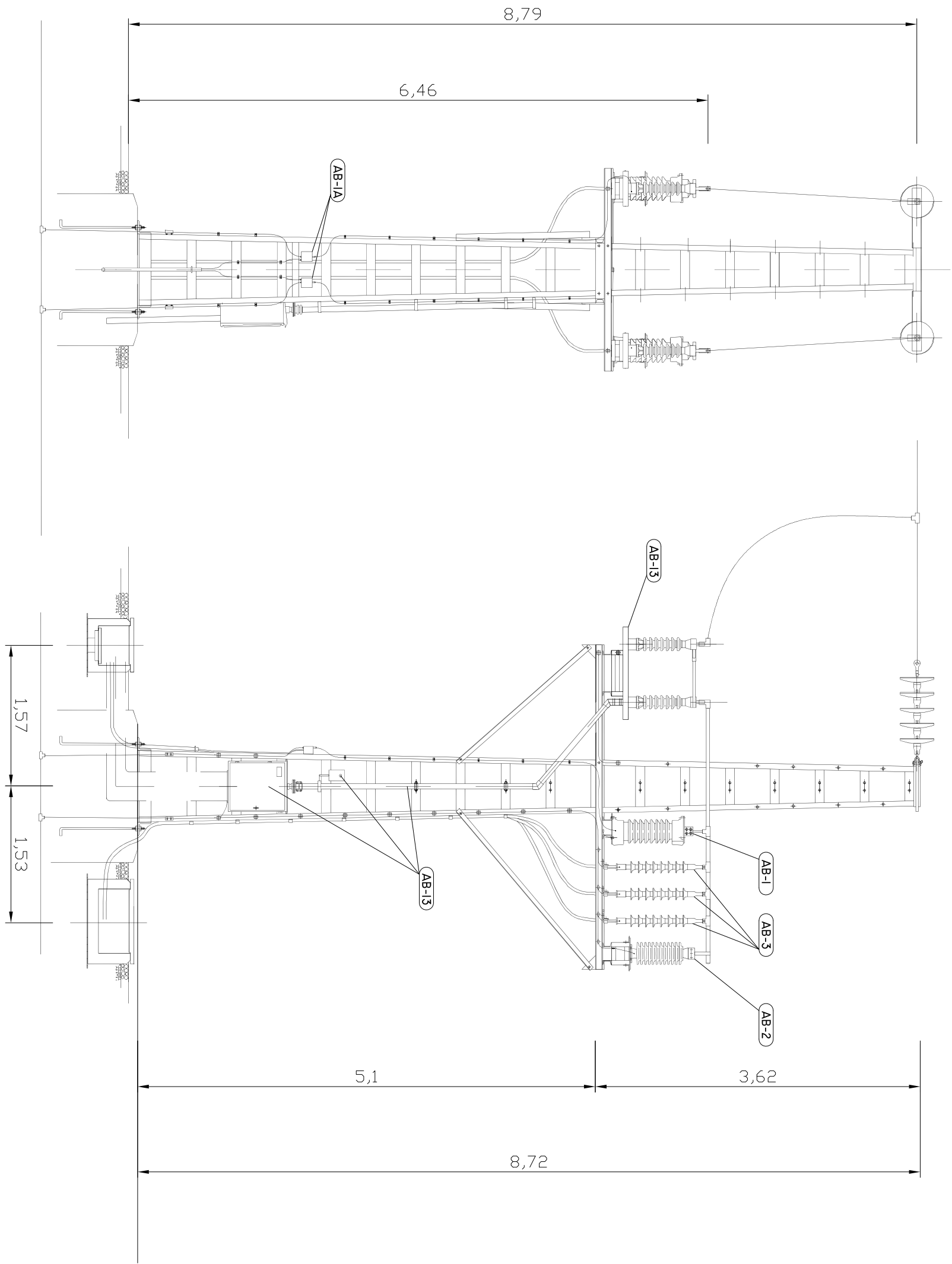
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
--------	---	--	--

1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)	PLANO Nº: 5
		HÓJA Nº: 1 DE 1



RELACION DE ARAUMENTA	
DESIGN.	EQUIPOS
CANT.	
AB-1	2 AUTOVALVULA 55 KV
AB-2	6 AISLADOR TIPO C4-250
AB-3	9 BOTTLEA TERMINAL 52 KV EXTERIOR
AB-1A	2 CONTADOR DE DESCARGAS

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <p>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</p>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:			
1:25	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
DENOMINACIÓN DEL PLANO:				PLANO Nº:
PÓRTO DE CONVERSIÓN AÉRO-SUBTERRANEO EN SUBESTACIONES DE TRACCIÓN				6 HOJA Nº: 1 DE 1



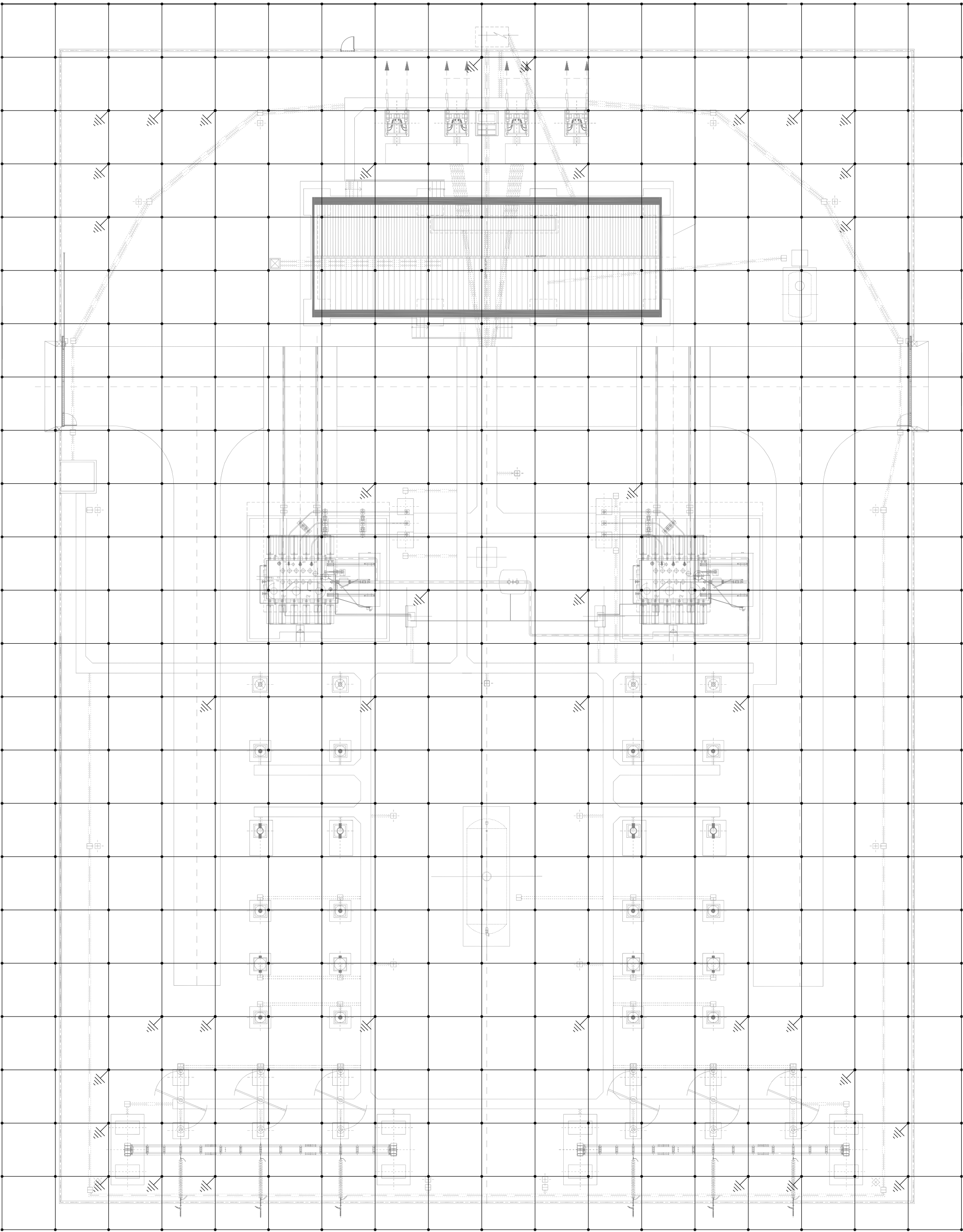
VISTA LATERAL

VISTA FRONTAL

RELACIÓN DE APARAMENTA	
DESIGN.	CANT.
AB-1	2
AB-2	2
AB-3	6
AB-13	1
AB-1A	2

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
1:50	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PÓRTICO DE CATENARIA Y FEEDER EN SUBESTACIONES DE TRACCIÓN		PLANO Nº: 7
			HOJA Nº: 1 DE 1

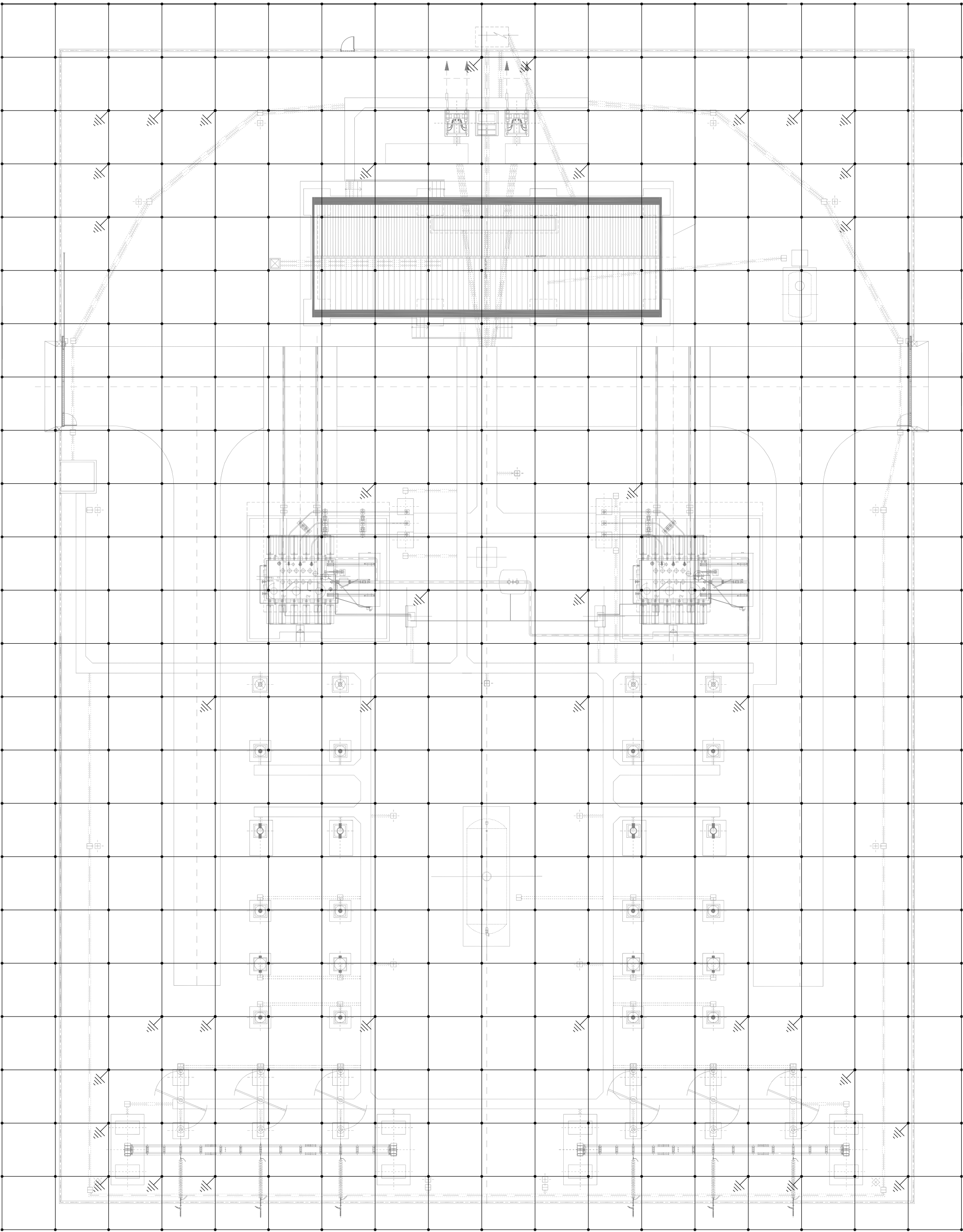


MALLA: 4 x 4 m.

LEYENDA:

- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "CRUZ"
- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "T"
- CONDUCTOR CU DESNUDO 300 mm² A 1 M. DE PROFUNDIDAD
- PICA DE TIERRA 2 M. DE LONGITUD

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div> </div> <div> ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA </div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:			SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS
1:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO:			RED DE TIERRAS INFERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)
	PLANO Nº:			8
	HOJA Nº:			1 DE 1

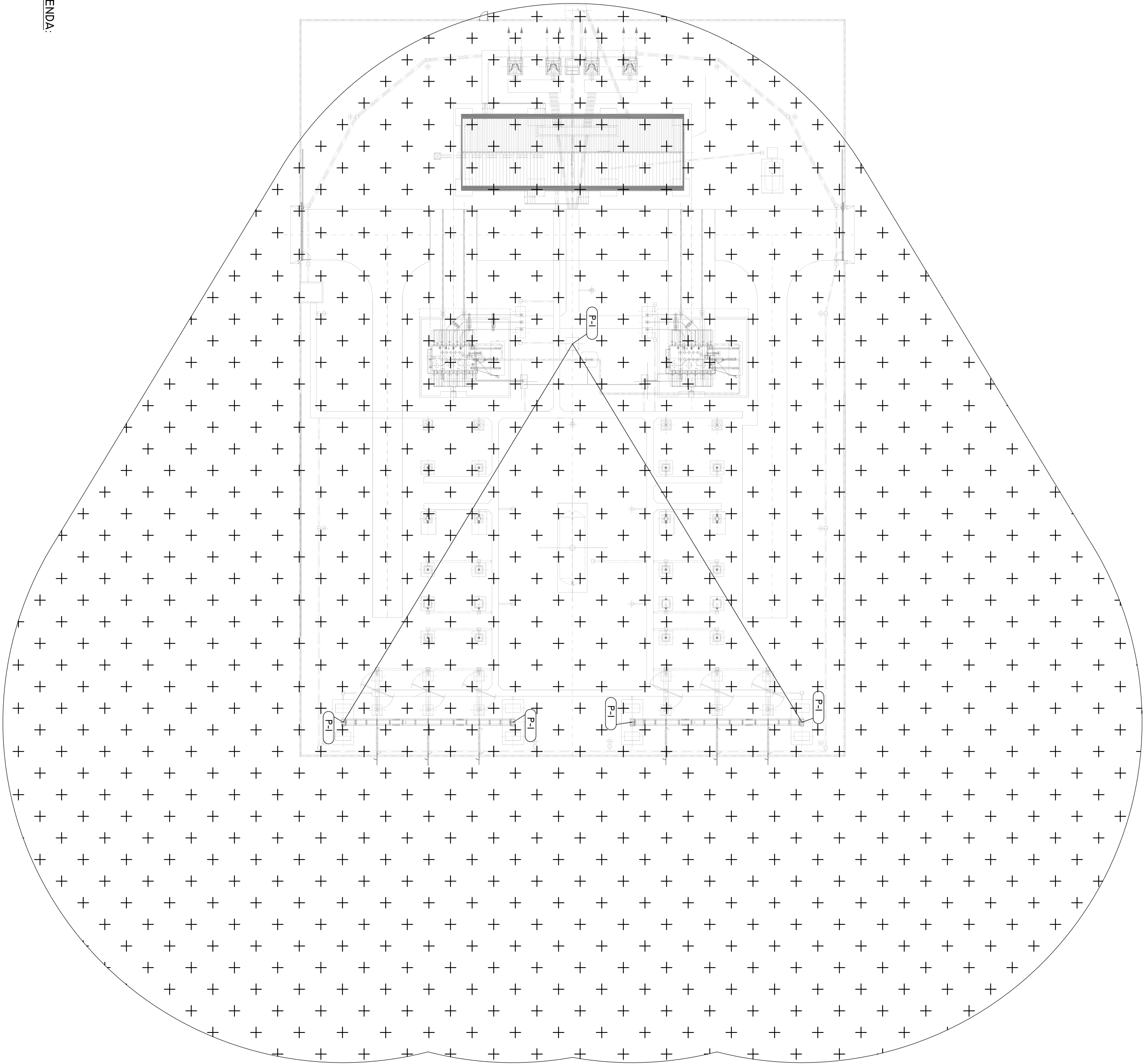


MALLA: 4 x 4 m.

LEYENDA:

- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "CRUZ"
- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "T"
- CONDUCTOR CU DESNUDO 300 mm² A 1 M. DE PROFUNDIDAD
- PICA DE TIERRA 2 M. DE LONGITUD

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div> </div> <div> ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA </div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:			SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS
1:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO:			RED DE TIERRAS INFERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)
			PLANO Nº:	9
			HOJA Nº:	1 DE 1




LEYENDA:

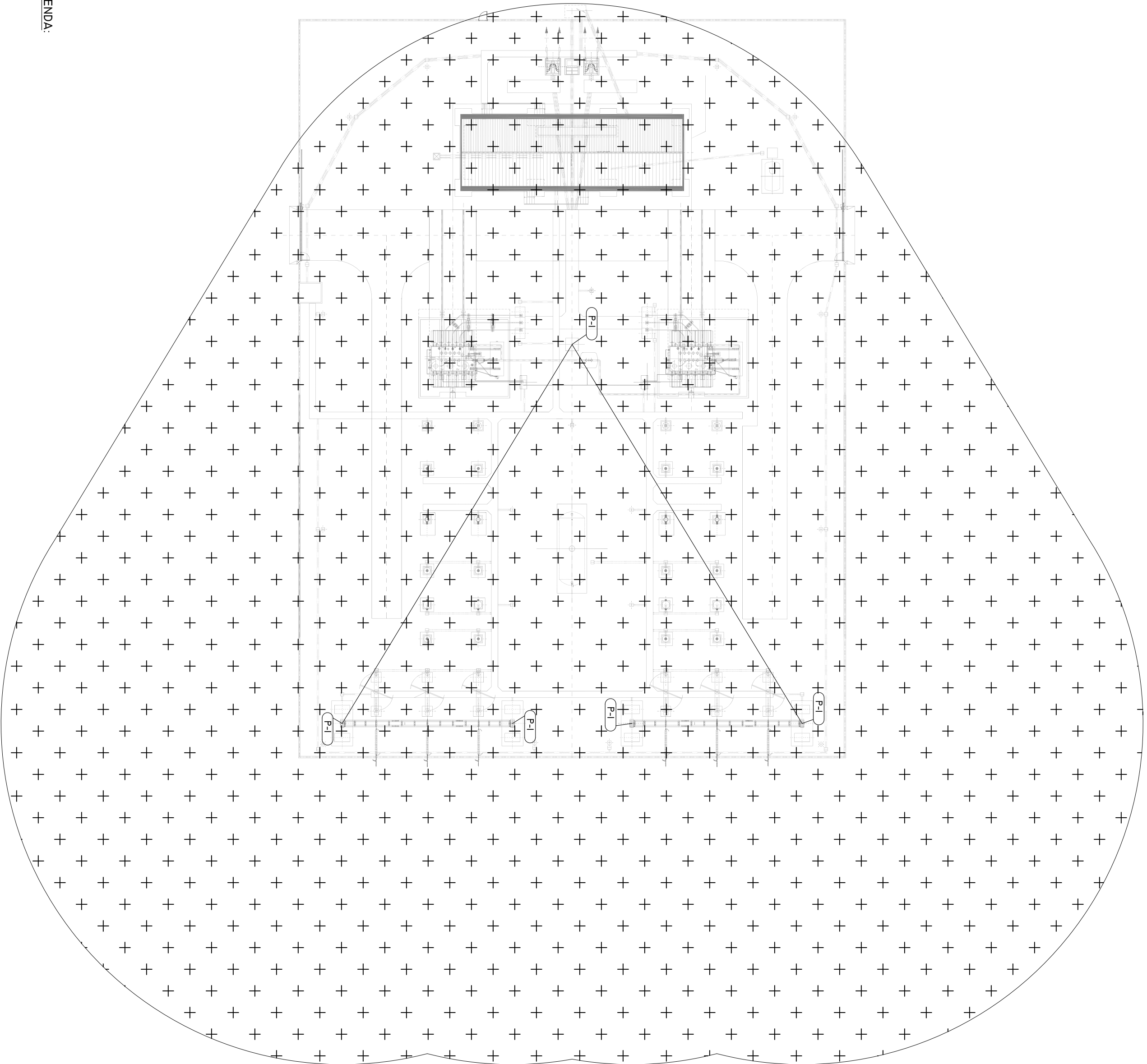
P-1

PARARAYOS TIPO FRANKLIN

CONDUCTOR DE TIERRA 83/32

SUPERFICIE PROTEGIDA

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:400	DENOMINACIÓN DEL PLANO: RED DE TIERRAS SUPERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)			PLANO Nº: 10
				HOJA Nº: 1 DE 1




LEYENDA:

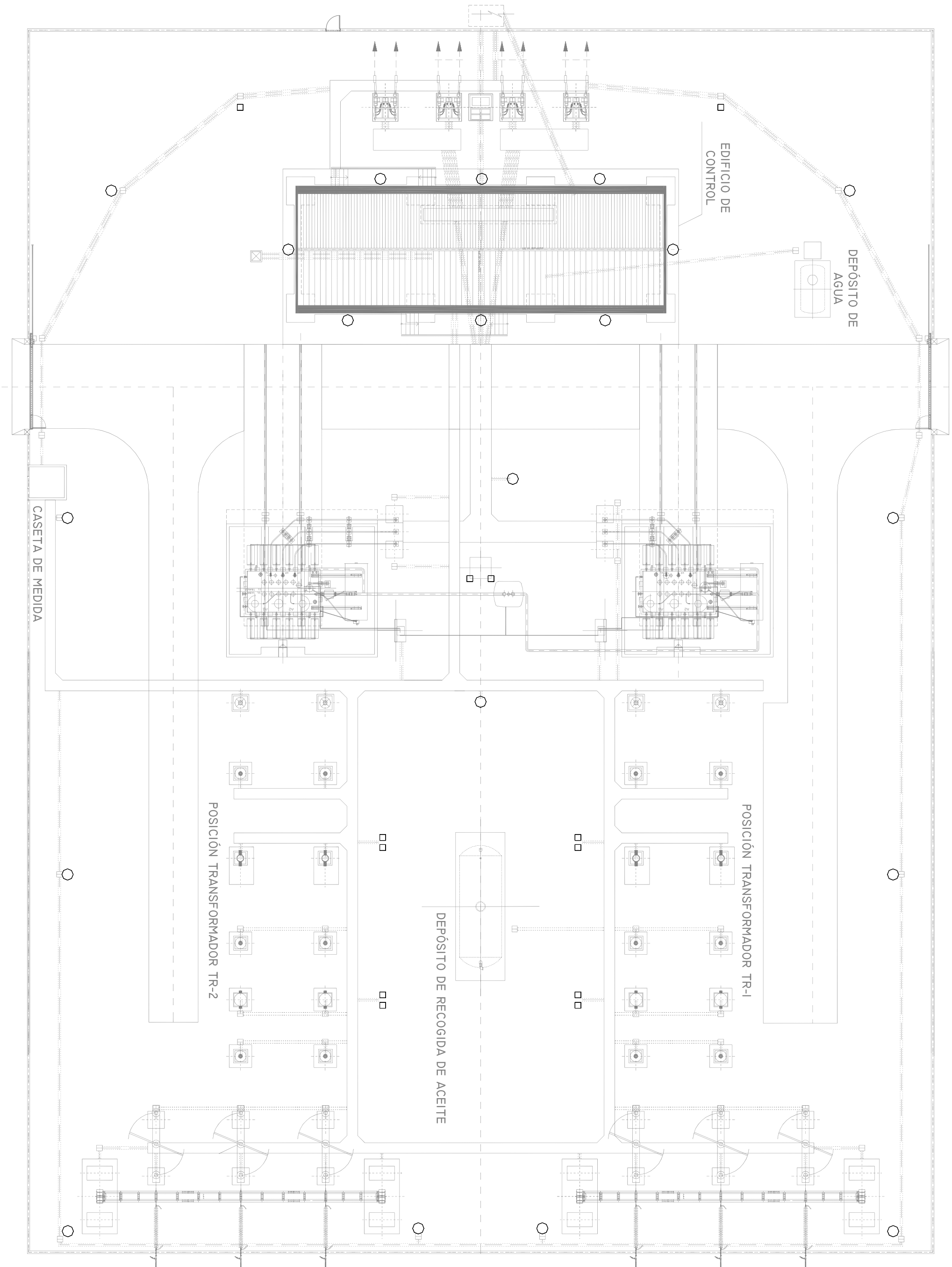
P-1

PARARAYOS TIPO FRANKLIN

CONDUCTOR DE TIERRA 83/32


SUPERFICIE PROTEGIDA

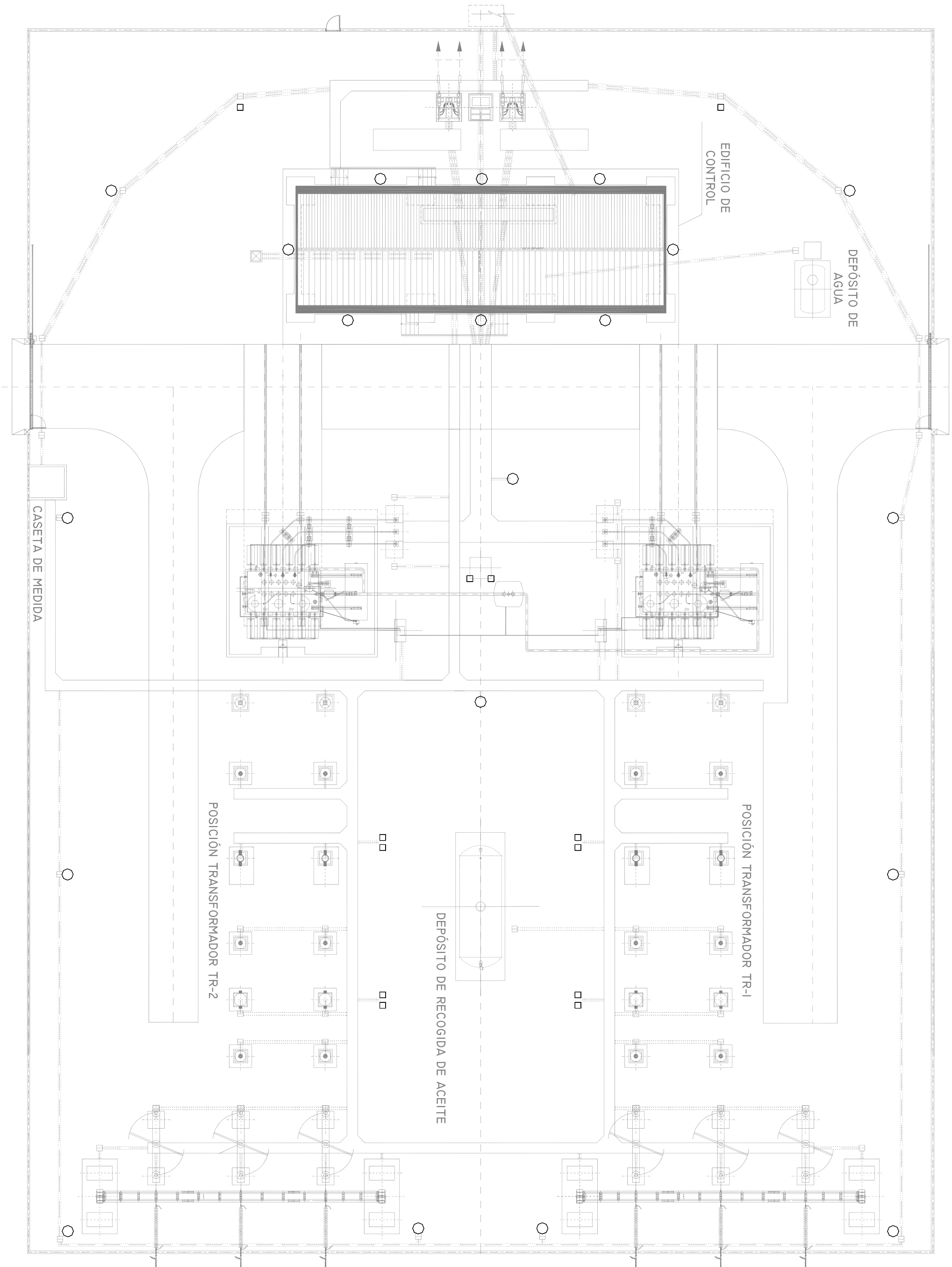
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:400	DENOMINACIÓN DEL PLANO: RED DE TIERRAS SUPERIOR EN SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: II
				HOJA Nº: I DE I



LEYENDA:


- PHILIPS CDS550 C 00 IXSON-T150W
- PHILIPS RVP35I IXSON-TPP250W S

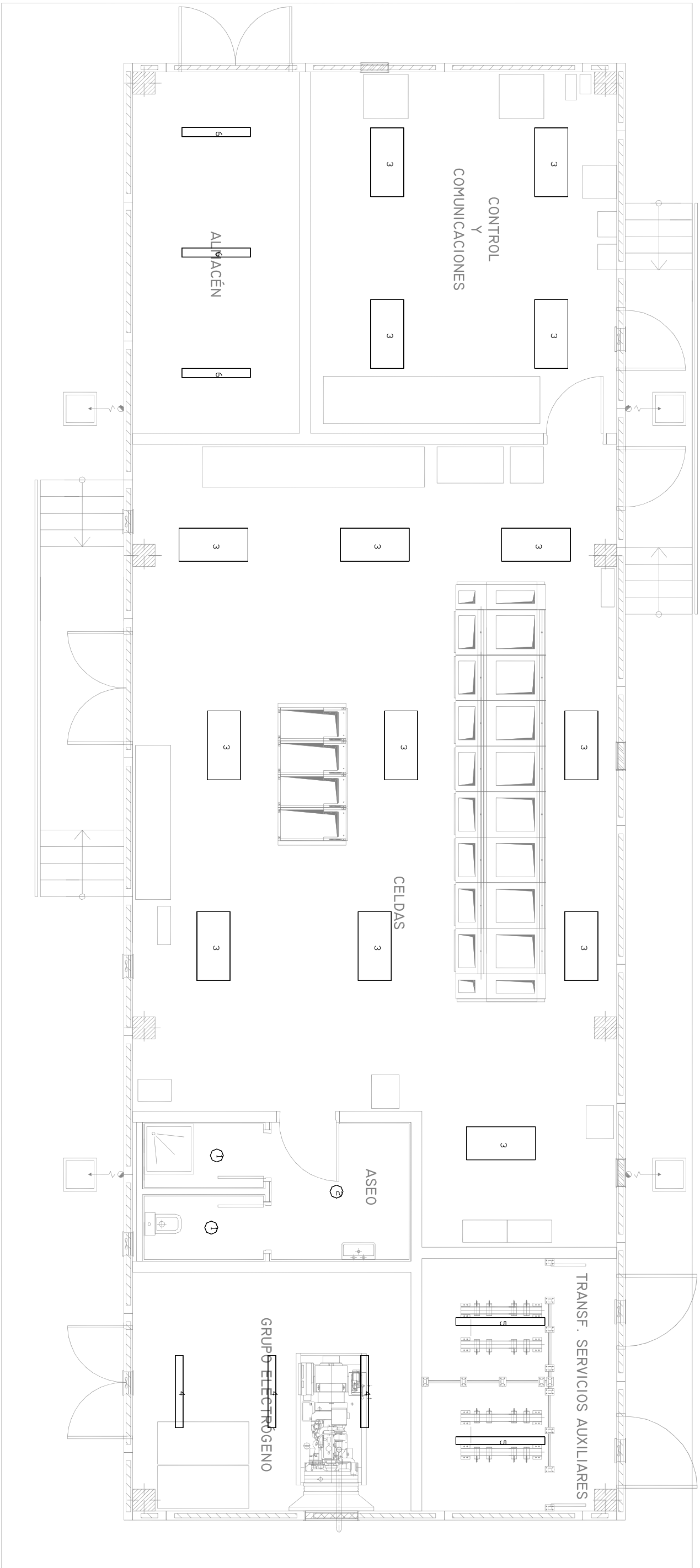
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)			PLANO Nº: 12
				HOLJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:

- PHILIPS CDS550 C 00 IXSON-T150W
- PHILIPS RVP35I IXSON-TPP250W S

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: 13
			HOLIA Nº:	1 DE 1



LEYENDA:

- ①

PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P18W
- ②


PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P26W
- ③

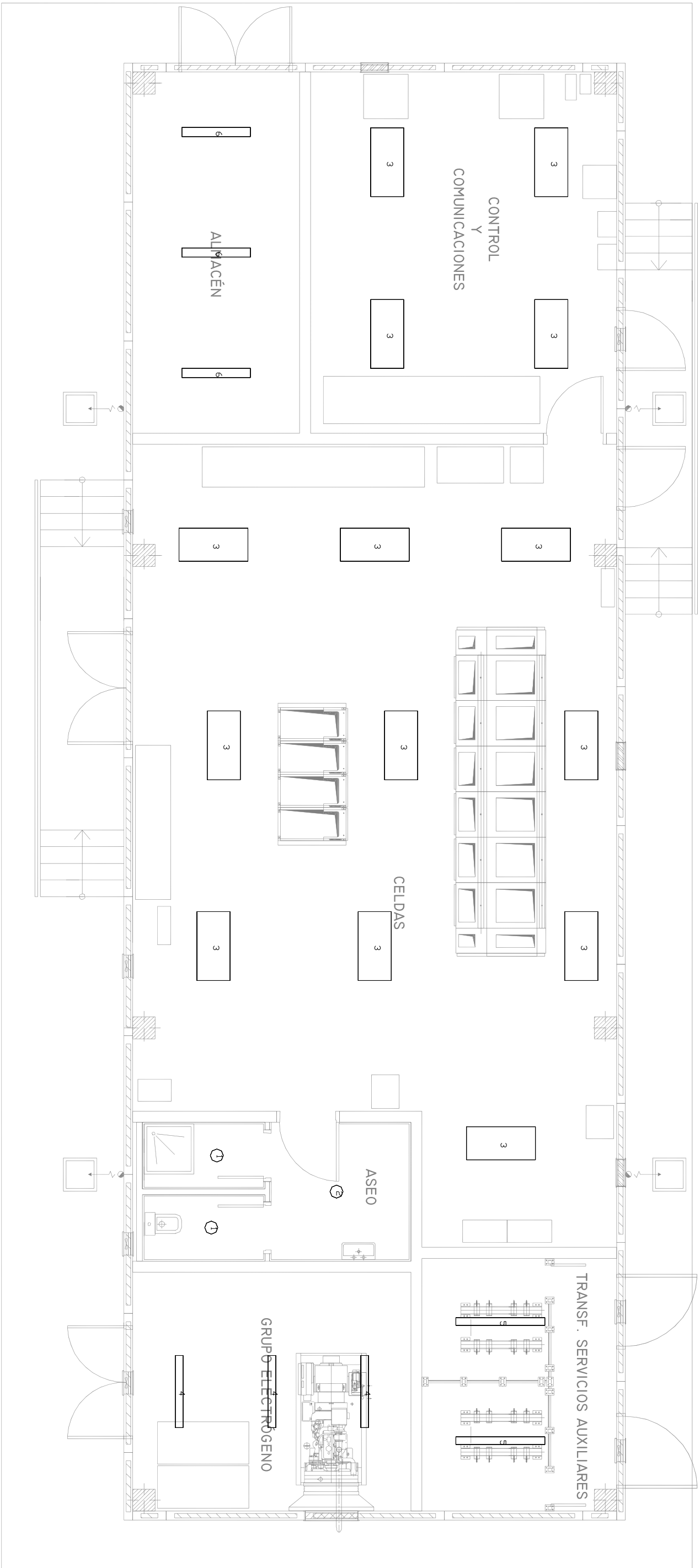
PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
- ④

PHILIPS TCW216 2xTL-D36W HFP
- ⑤

PHILIPS TCW216 2xTL-D58W HFP
- ⑥

PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GM028 L

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)			PLANO Nº: 14
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:

- ①

PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P18W
- ②


PHILIPS FBH024 2xPL-C/2P26W
- 3

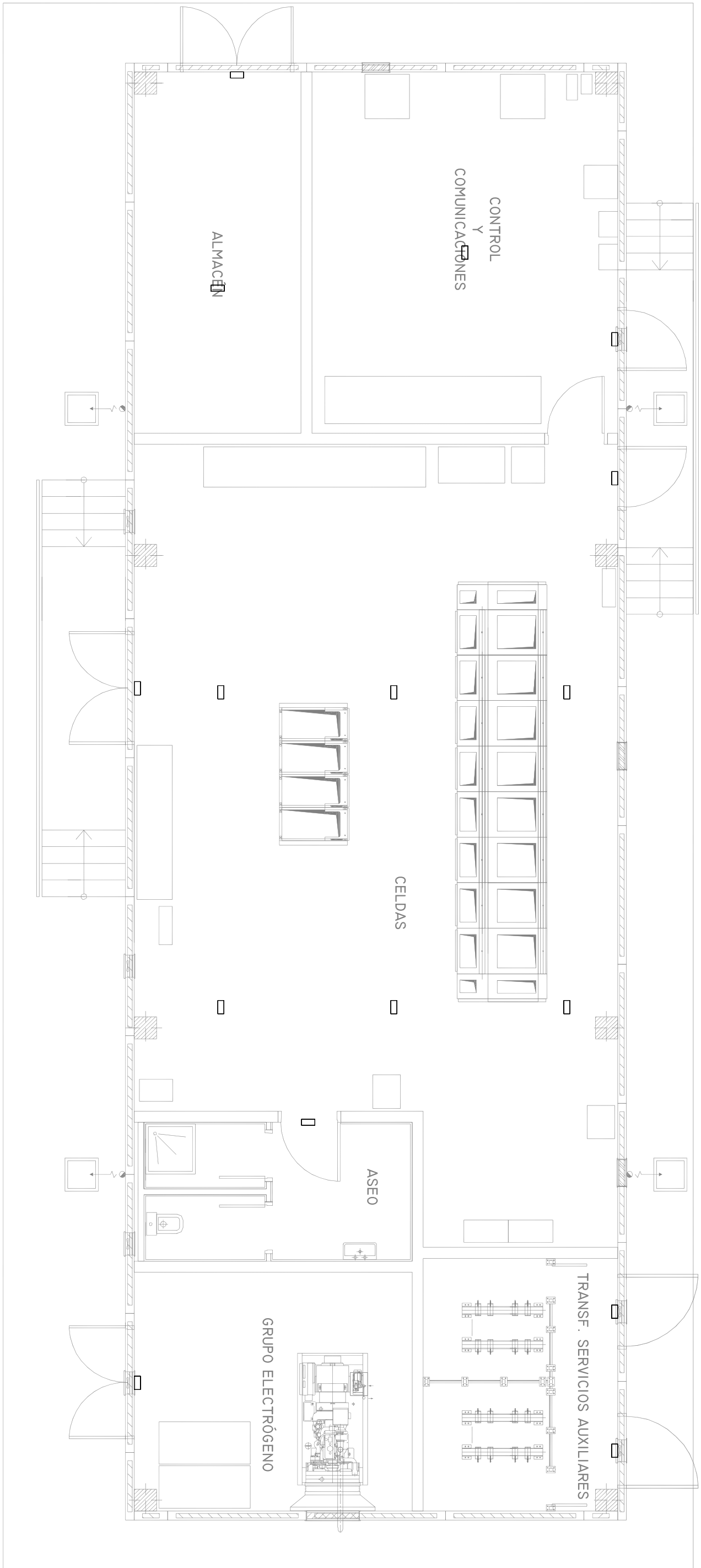
PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
- 4

PHILIPS TCW216 2xTL-D36W HFP
- 5

PHILIPS TCW216 2xTL-D58W HFP
- 6


PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GM028 L

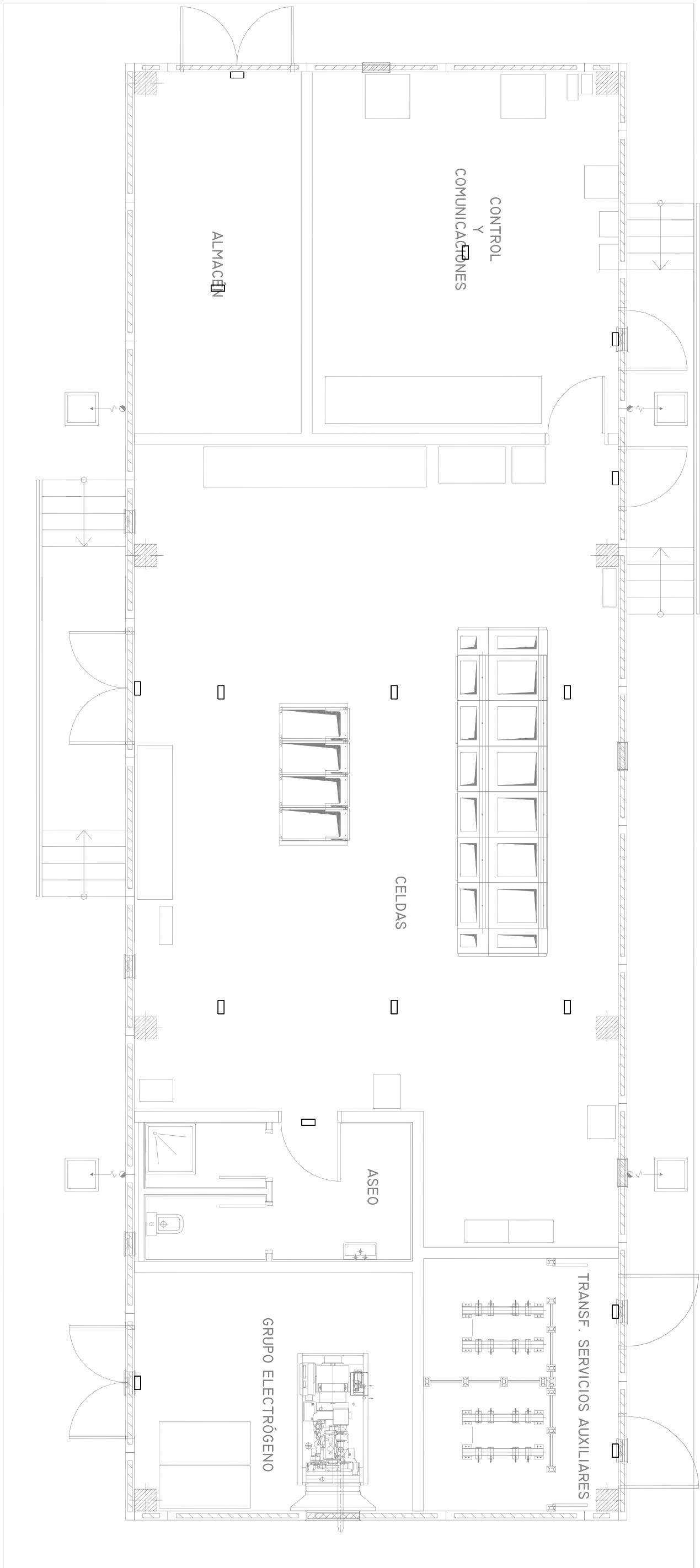
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: 15
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


- LEGRAND 661701 URA2INew - 70 Lm IH NP

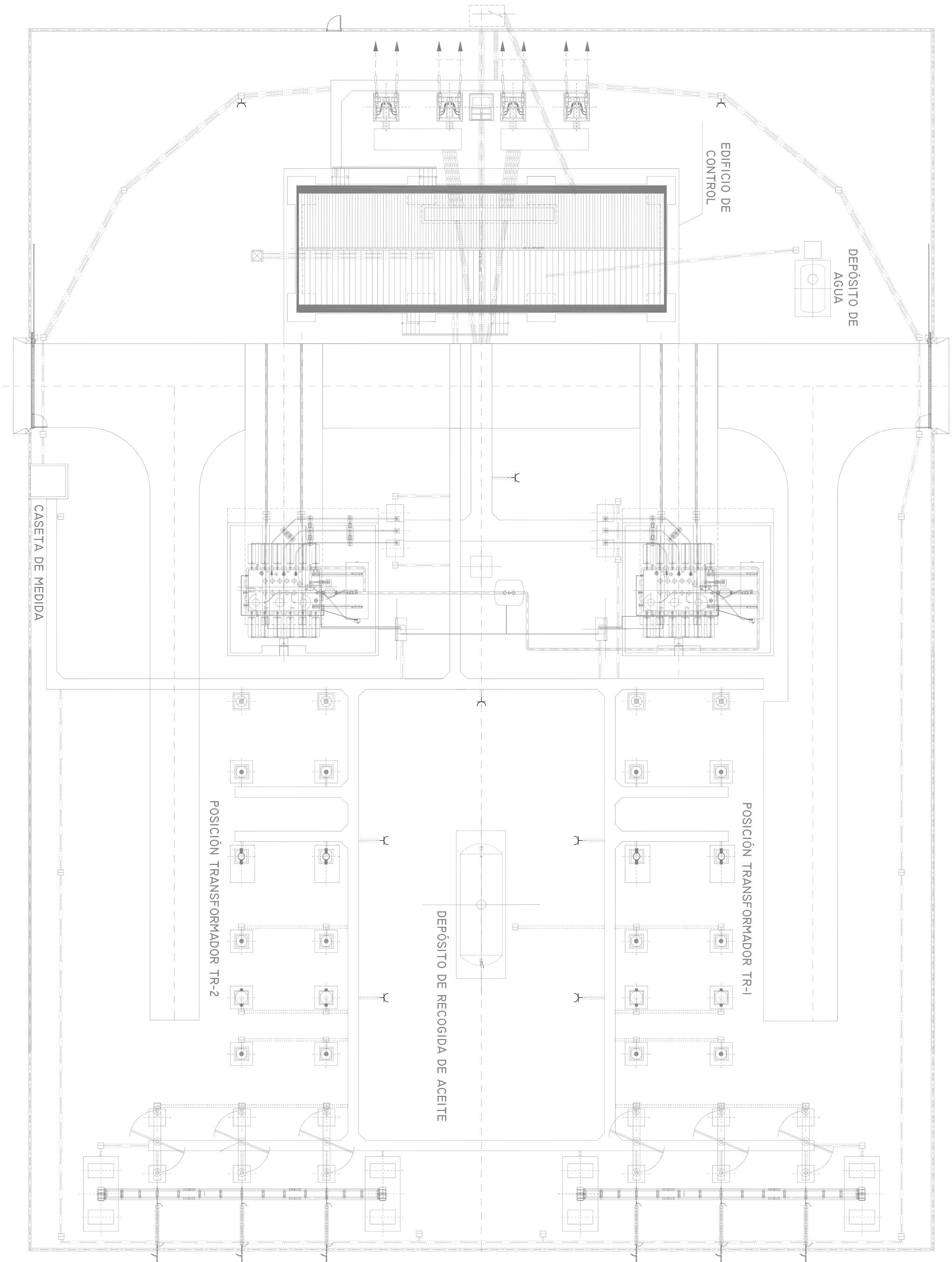
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTINEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DE EMERGENCIA DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)			<div>PLANO Nº: 16</div> <div>HOJA Nº: 1 DE 1</div>



LEYENDA:

□ LEGRAND 661701 URA2NEW - 70 Lm IH NP

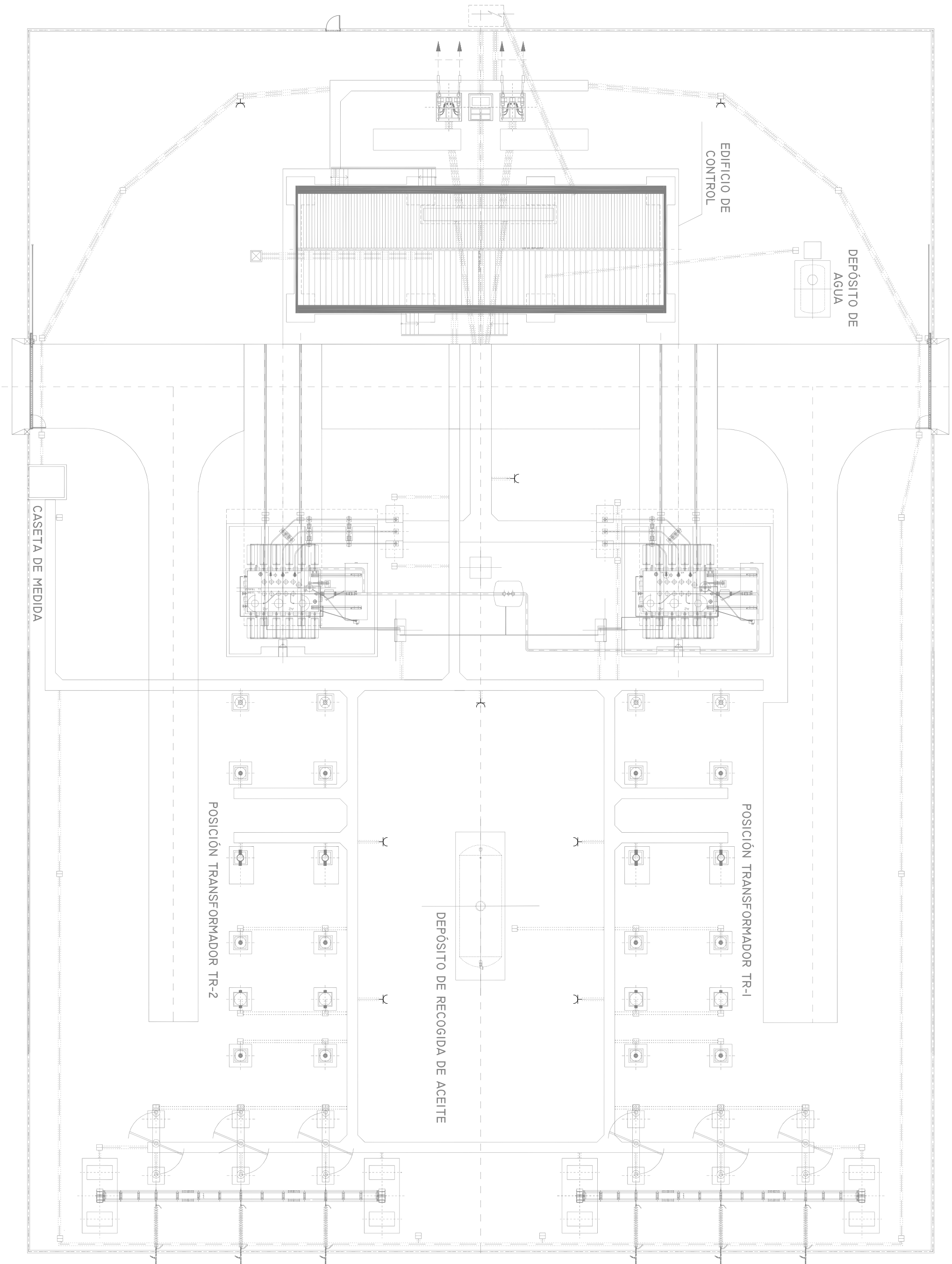
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div><div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DE EMERGENCIA DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: 17 HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


⌵ TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

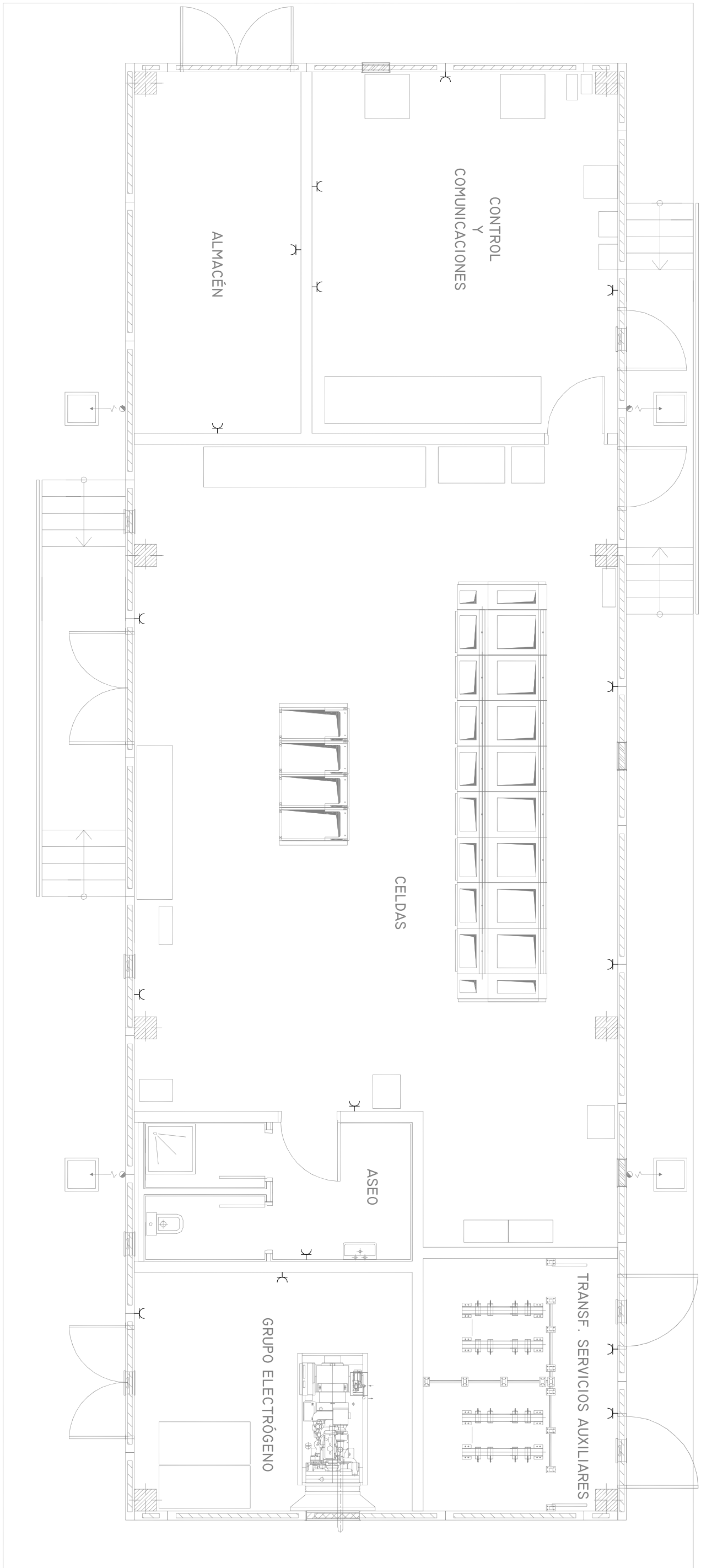
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div> <div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-1)			PLANO Nº: 18
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:

TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

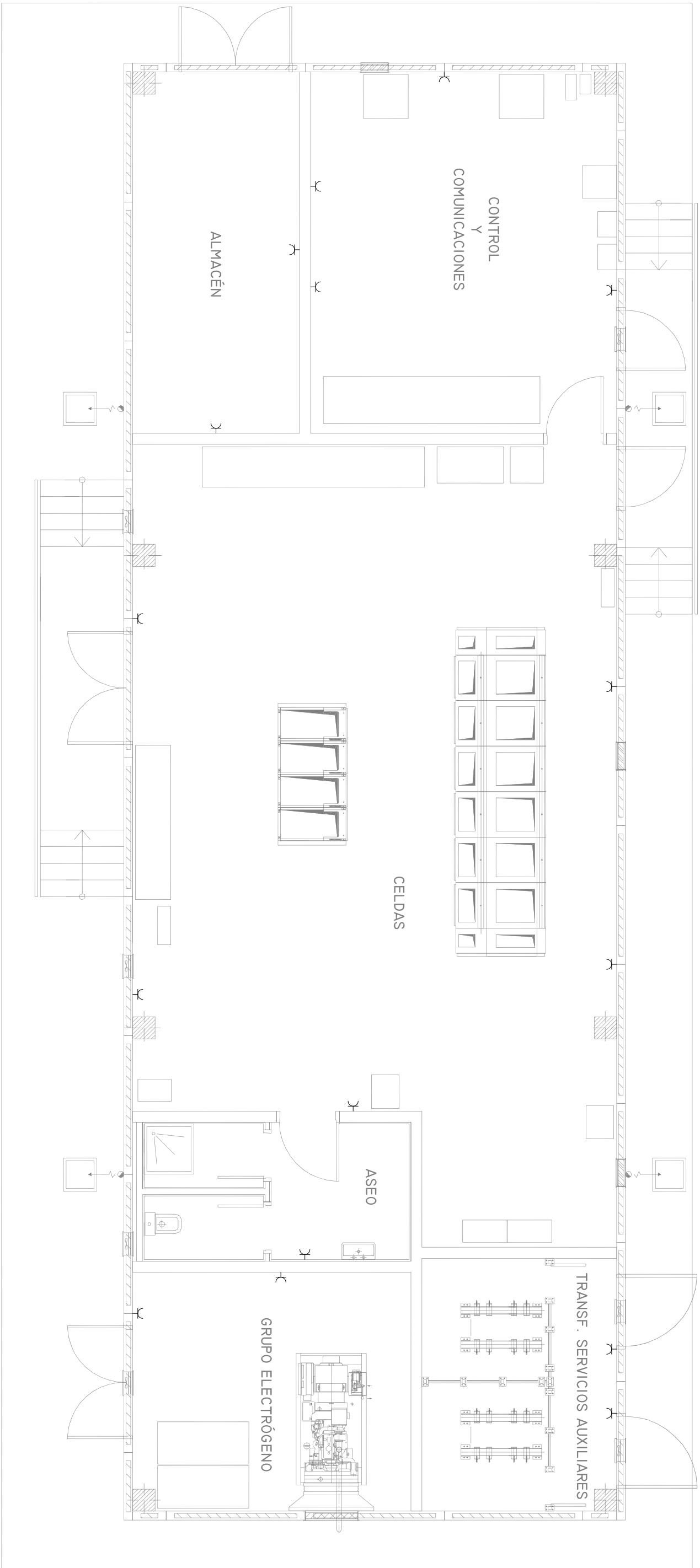
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:250	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: 19
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


⌵ TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

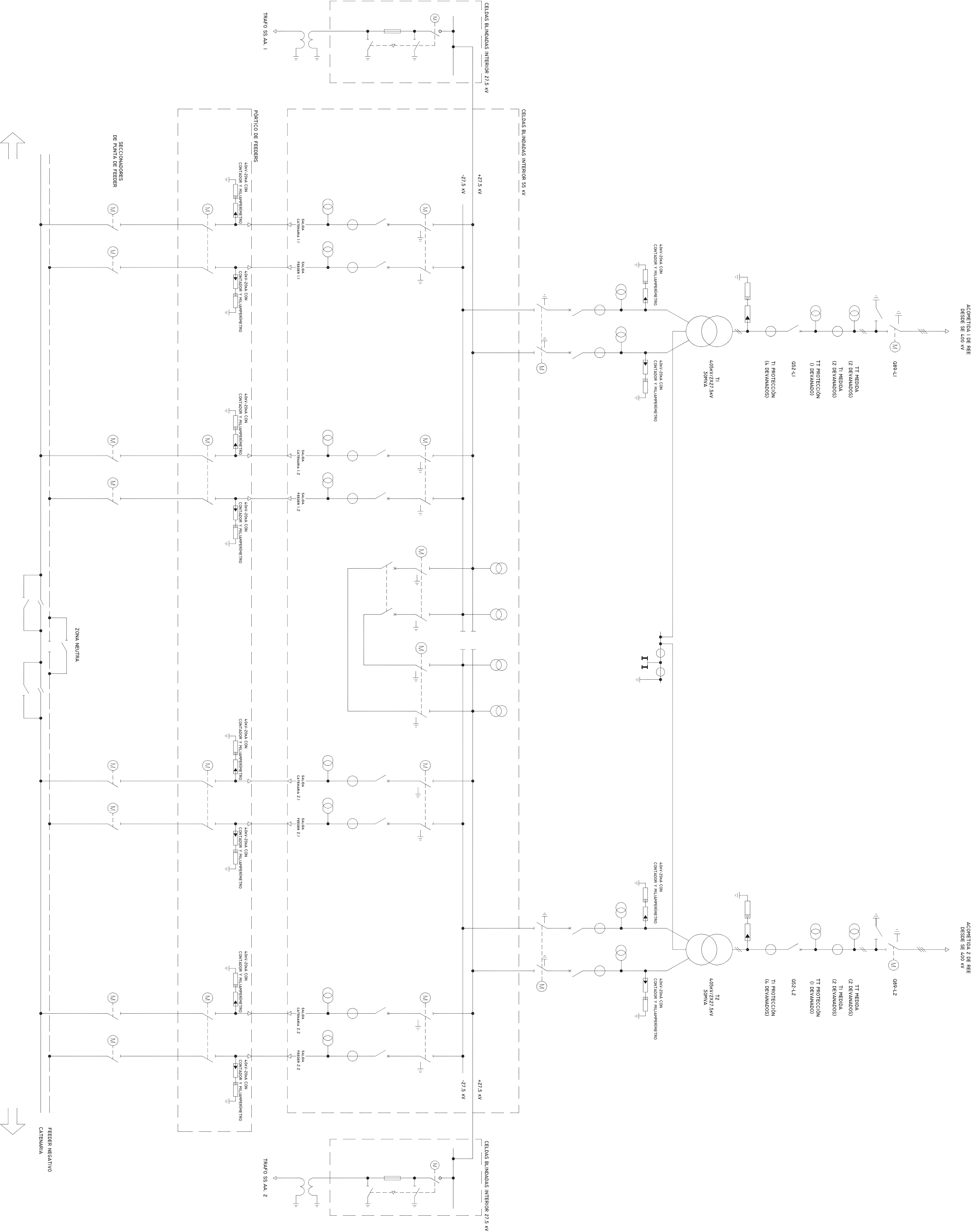
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div> <div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)			PLANO Nº: 20
				HOJA Nº: 1 DE 1




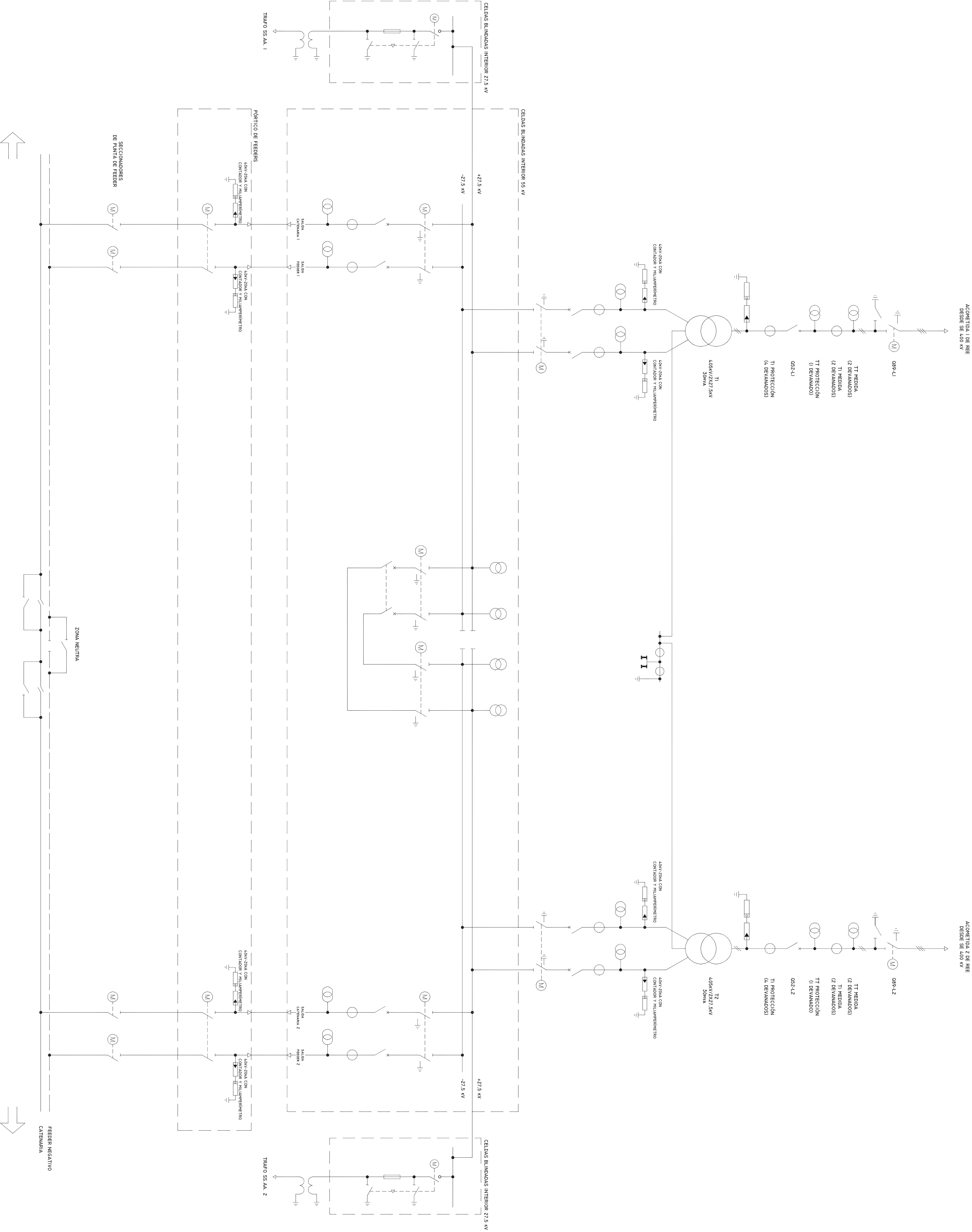
LEYENDA:


☞ TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

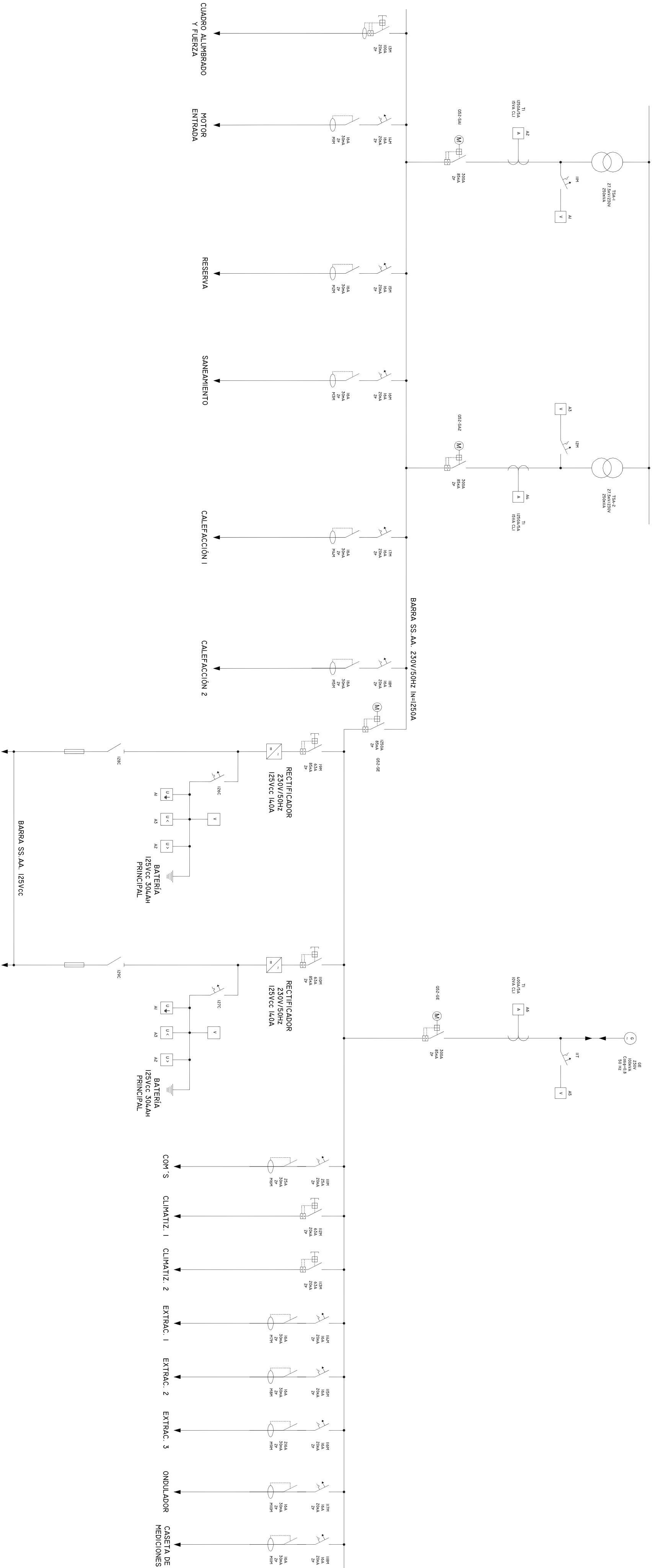
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE DEL EDIFICIO DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: 21
				HOJA Nº: 1 DE 1



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN I (SET-I)			PLANO Nº: 22
				HOJA Nº: 1 DE 1



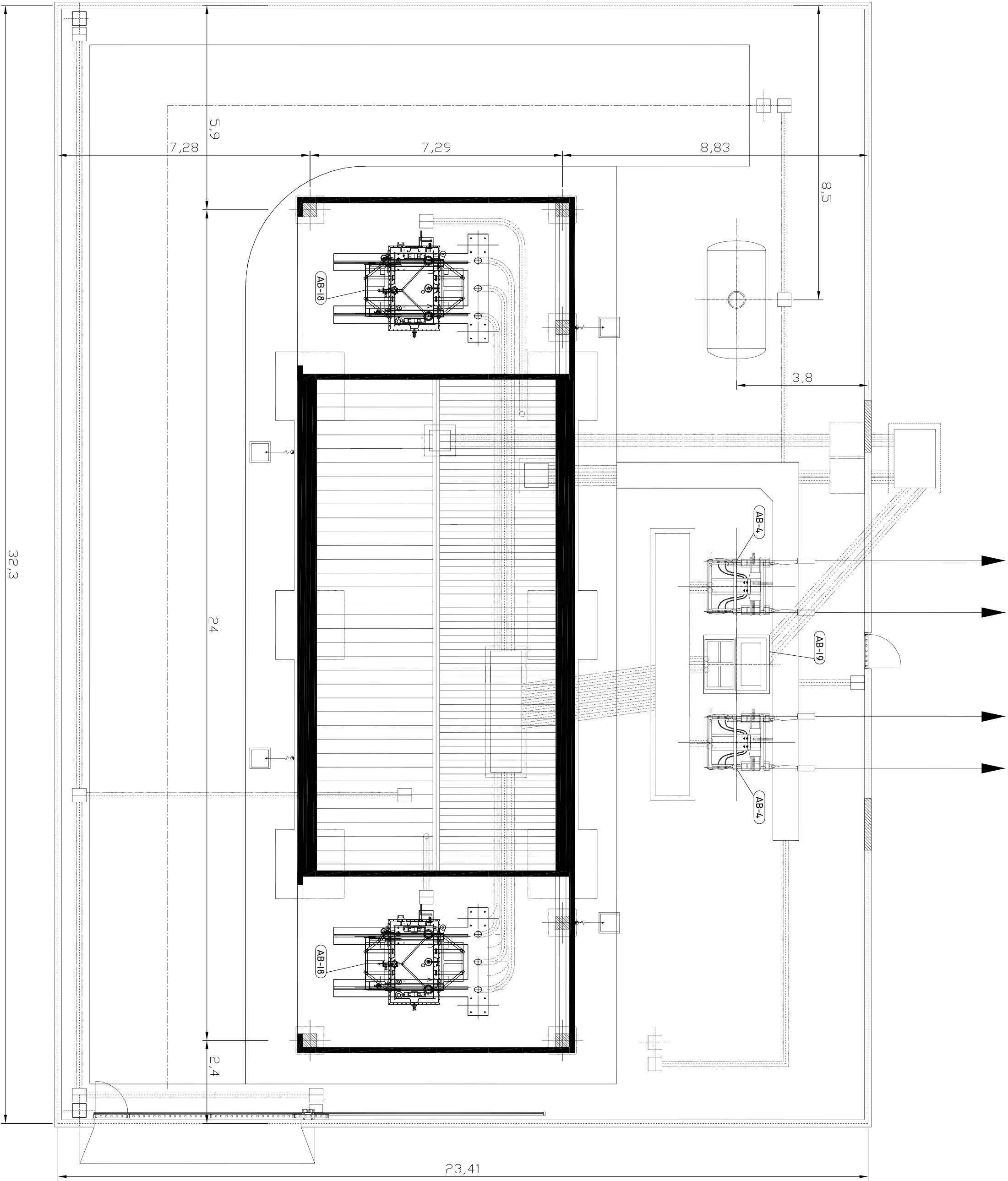
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div><div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE TRACCIÓN 2 (SET-2)			PLANO Nº: 23
				HOJA Nº: 1 DE 1



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
--------	---	--	--

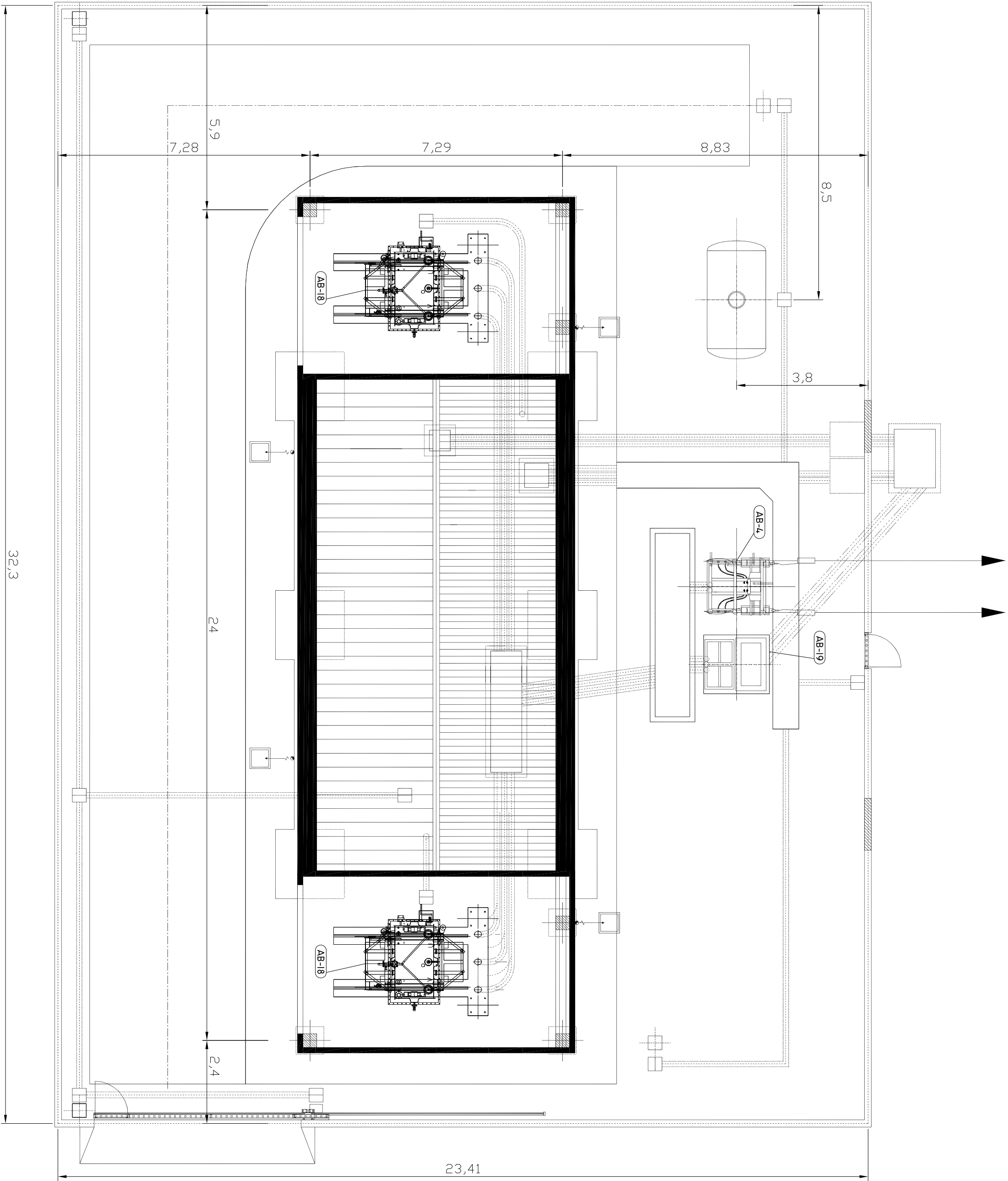
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR SS.AA. EN SUBESTACIONES DE TRACCIÓN		PLANO Nº: 24
			HUJA Nº: I DE I




DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-4	SAUIDA FEEDERS	PARQUE EXTERIOR
AB-18	AUTOTRANSFORMADOR 55 KV 10 MVA	PARQUE EXTERIOR
AB-19	ARMARIO DE BARRA "0"	PARQUE EXTERIOR

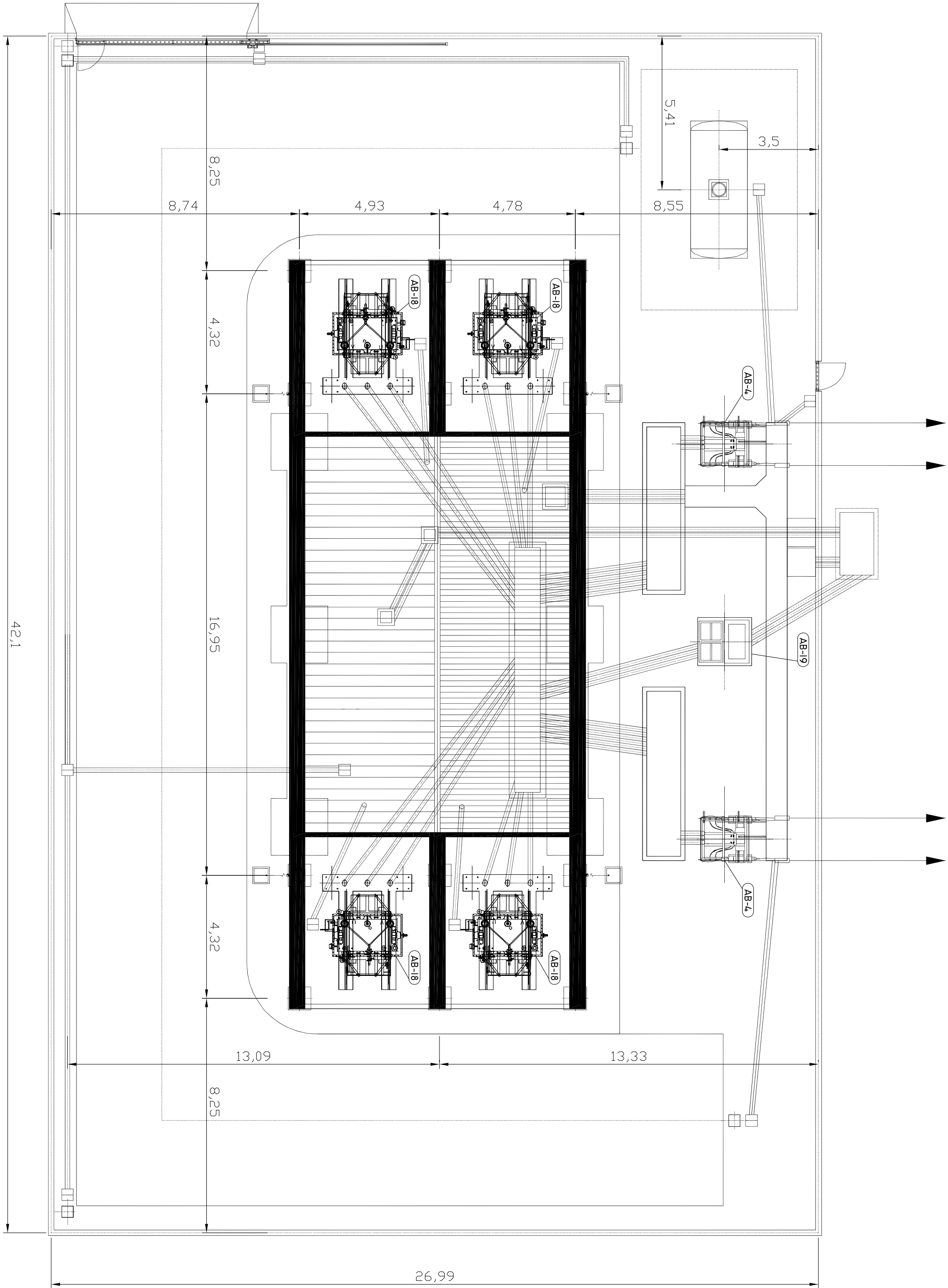
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

1:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATIL.1, ATIL.2, ATIL.3 Y ATIL.4	PLANO Nº: 25
		HOJA Nº: 1 DE 1




DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-4	SAIDA FEEDERS	PARQUE EXTERIOR
AB-18	AUTOTRANSFORMADOR 55 KV 10 MVA	PARQUE EXTERIOR
AB-19	ARMARIO DE BARRA "0"	PARQUE EXTERIOR

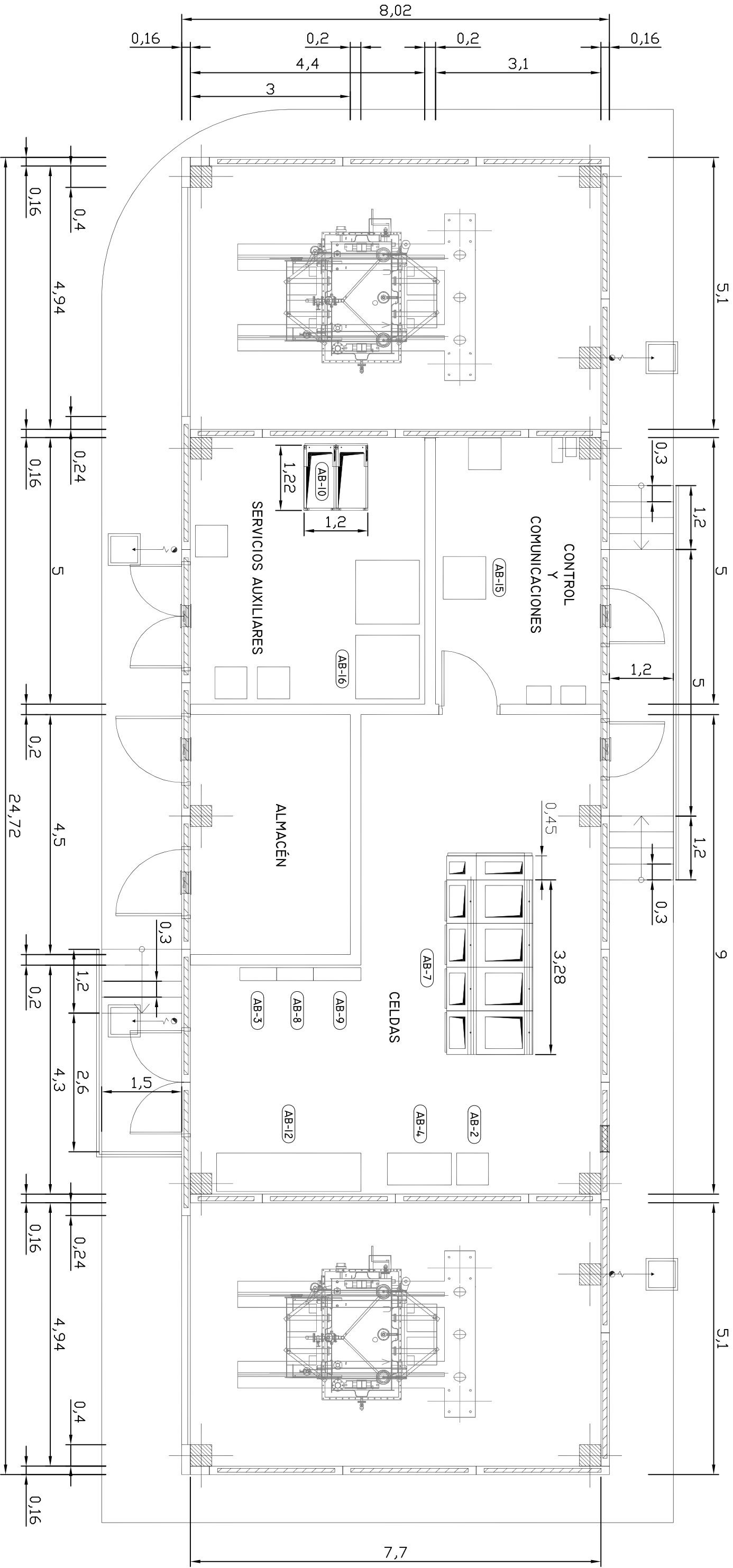
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5			PLANO Nº: 26
				HOJA Nº: I DE I



DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-4	SAUIDA FEEDERS	PARQUE EXTERIOR
AB-18	AUTOTRANSFORMADOR 55 KV 10 MVA	PARQUE EXTERIOR
AB-19	ARMARIO DE BARRA "0"	PARQUE EXTERIOR

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div><div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

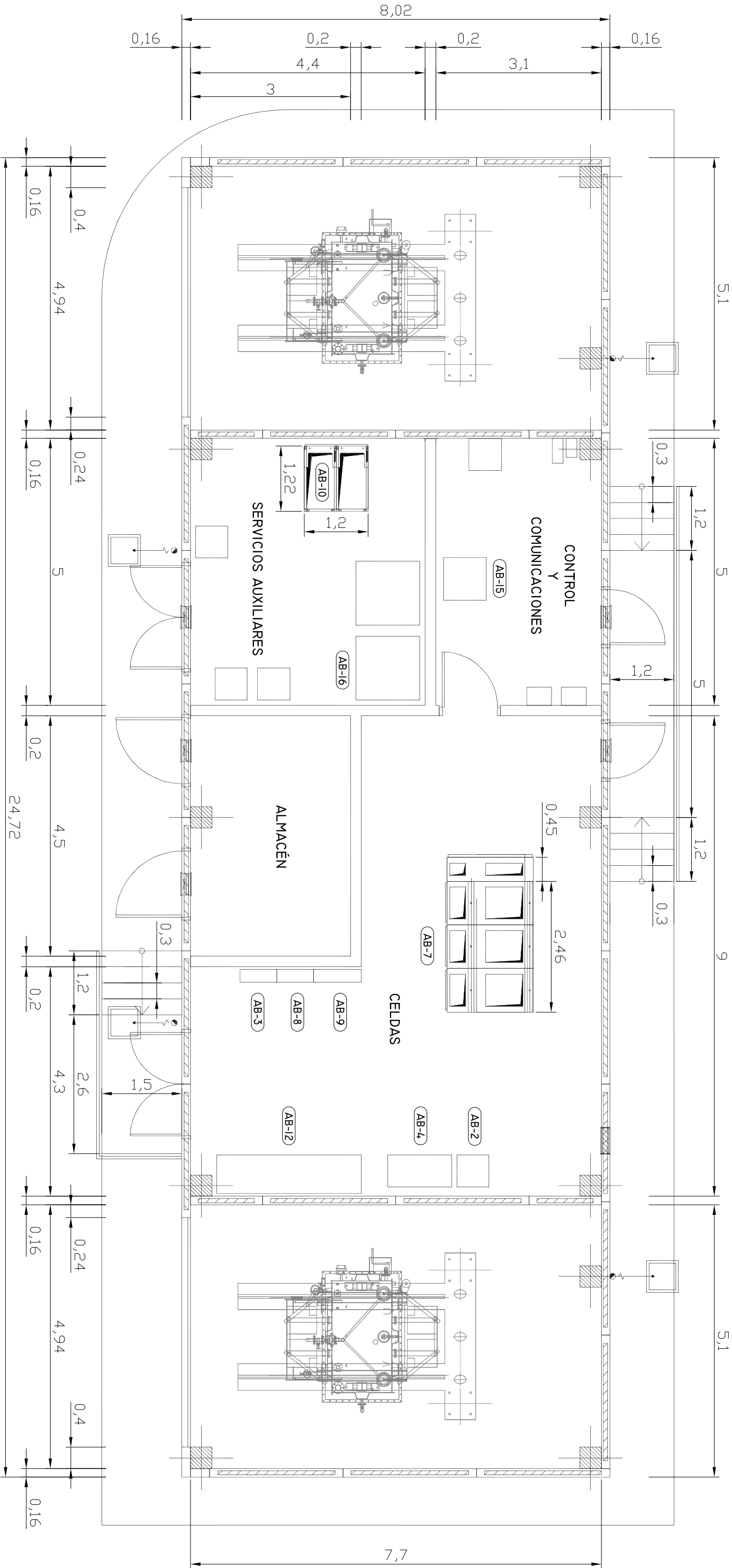
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:125	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL			PLANO Nº: 27
	ATF1.6/2.1			HOJA Nº: 1 DE 1




DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-2	ONDULADOR	SALA DE CELDAS
AB-3	CUADRO DE ALUMBRADO Y FUERZA	SALA DE CELDAS
AB-4	RECTIFICADOR	SALA DE CELDAS
AB-7	CELIDAS BIFÁSICAS SF6 55 kV	SALA DE CELDAS
AB-8	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE CONTINUA 125 V	SALA DE CELDAS
AB-9	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE ALTERNA 230 V	SALA DE CELDAS
AB-10	CELIDAS MONOFÁSICAS SF6 27.5 kV	SALA DE CELDAS
AB-12	BATERÍAS CORRIENTE CONTINUA	SALA DE CELDAS
AB-15	UCPA	SALA DE CONTROL Y COMUNICACIONES
AB-16	TRANSFORMADOR DE SS AA. 27.5/0.23 kV	SALA DE SERVICIOS AUXILIARES

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div><div>GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTINEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

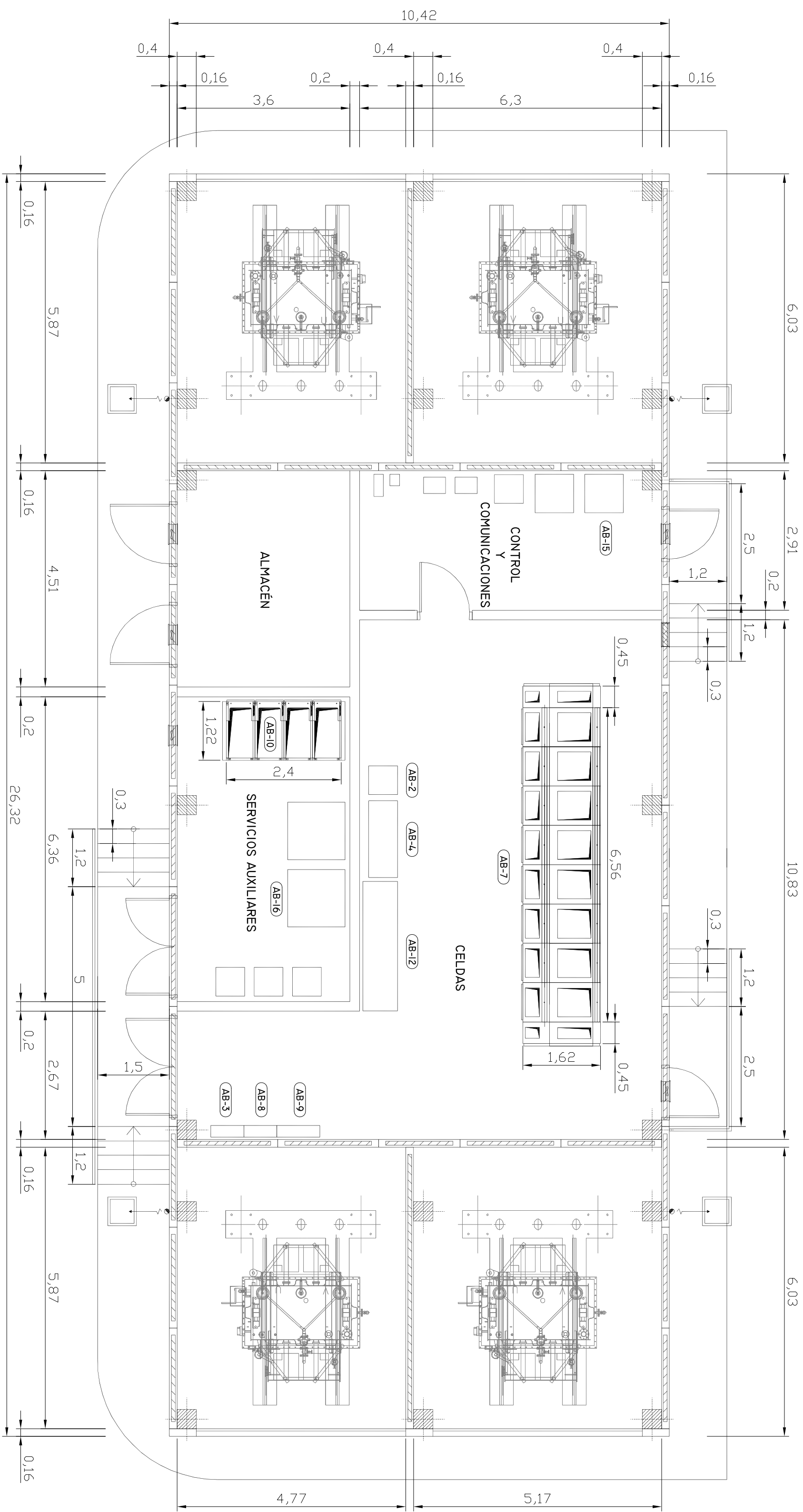
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATIL1, ATIL2, ATIL3, Y ATIL4		PLANO Nº: 28
			HOJA Nº: 1 DE 1



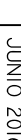
DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-2	ONDULADOR	SALA DE CELDAS
AB-3	CUADRO DE ALUMBRADO Y FUERZA	SALA DE CELDAS
AB-4	RECTIFICADOR	SALA DE CELDAS
AB-7	CELIDAS BIFÁSICAS SF6 55 kV	SALA DE CELDAS
AB-8	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE CONTINUA 125 V	SALA DE CELDAS
AB-9	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE ALTERNA 230 V	SALA DE CELDAS
AB-10	CELIDAS MONOFÁSICAS SF6 27.5 kV	SALA DE CELDAS
AB-12	BATERÍAS CORRIENTE CONTINUA	SALA DE CELDAS
AB-15	UCPA	SALA DE CONTROL Y COMUNICACIONES
AB-16	TRANSFORMADOR DE SS AA. 27.5/0.23 kV	SALA DE SERVICIOS AUXILIARES

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div><div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

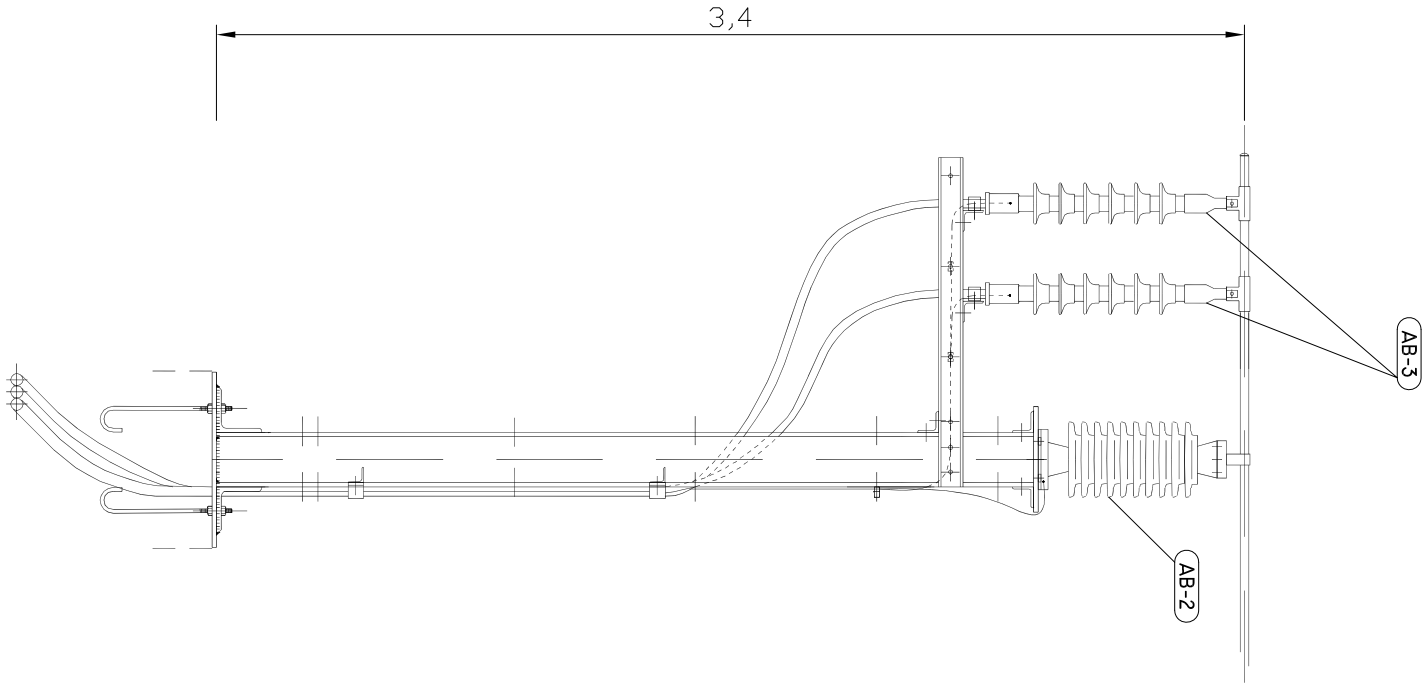
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS AT11.5, AT12.2, AT12.3, AT12.4 Y AT12.5		PLANO Nº: 29 HOJA Nº: 1 DE 1



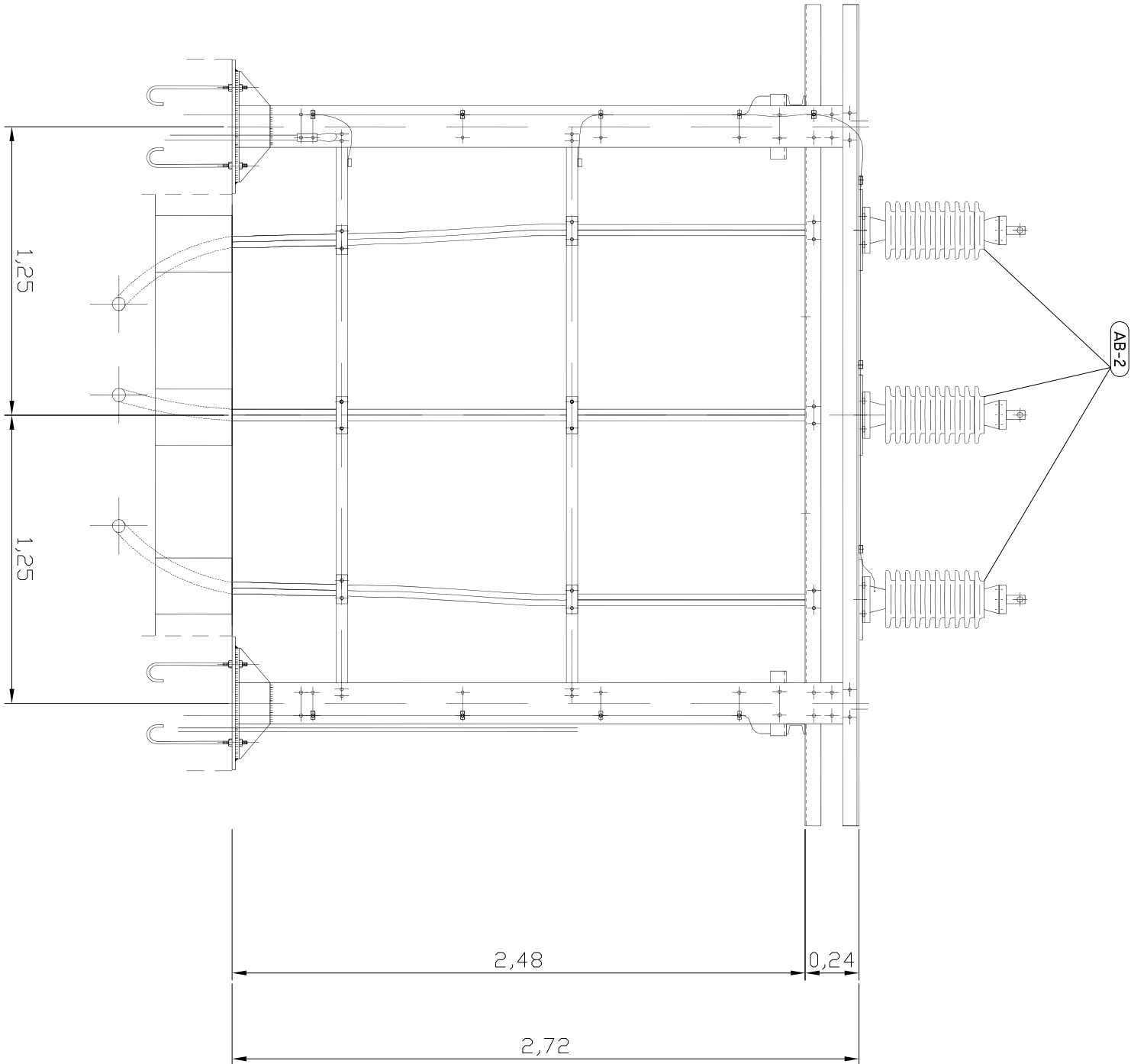
DESIGNACIÓN	EQUIPOS	UBICACIÓN
AB-2	ONDULADOR	SALA DE CELDAS
AB-3	CUADRO DE ALUMBRADO Y FUERZA	SALA DE CELDAS
AB-4	RECTIFICADOR	SALA DE CELDAS
AB-7	CELDA BIFÁSICAS SF6 55 kV	SALA DE CELDAS
AB-8	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE CONTINUA 125 V	SALA DE CELDAS
AB-9	CUADRO SERVICIOS AUXILIARES CORRIENTE ALTERNIA 230 V	SALA DE CELDAS
AB-10	CELDA MONOFÁSICAS SF6 27.5 kV	SALA DE CELDAS
AB-12	BATERÍAS CORRIENTE CONTINUA	SALA DE CELDAS
AB-15		SALA DE CONTROL Y COMUNICACIONES
AB-16	TRANSFORMADOR DE SS. AA. 27.5/0.23 kV	SALA DE SERVICIOS AUXILIARES

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <p>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</p>
DIBUADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTINEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		

ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: PLANTA DEL EDIFICIO DE CONTROL DEL CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1	PLANO Nº: 30 HOJA Nº: I DE I



VISTA LATERAL

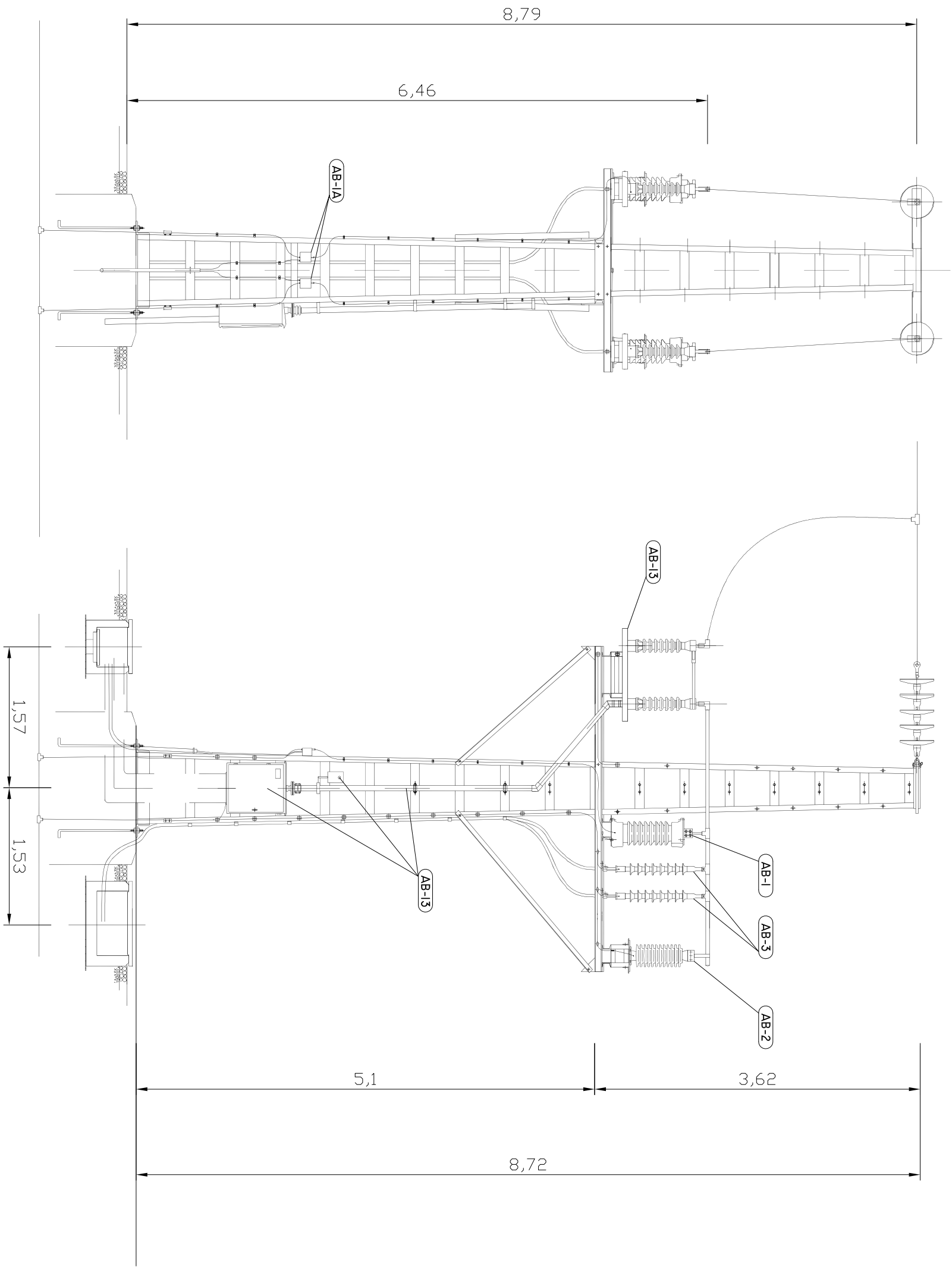


VISTA FRONTAL

RELACIÓN DE APARATURA		
DESIGN.	CANT.	EQUIPOS
AB-2	3	ASLADOR TIPO CL-250
AB-3	6	BOTELLA TERMINAL 52 KV EXTERIOR

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			

1:25	DENOMINACIÓN DEL PLANO:	PLANO Nº:
	PORTICO DE CONVERSIÓN AÉREO-SUBTERRÁNEO EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN	31
		HÓJA Nº: 1 DE 1



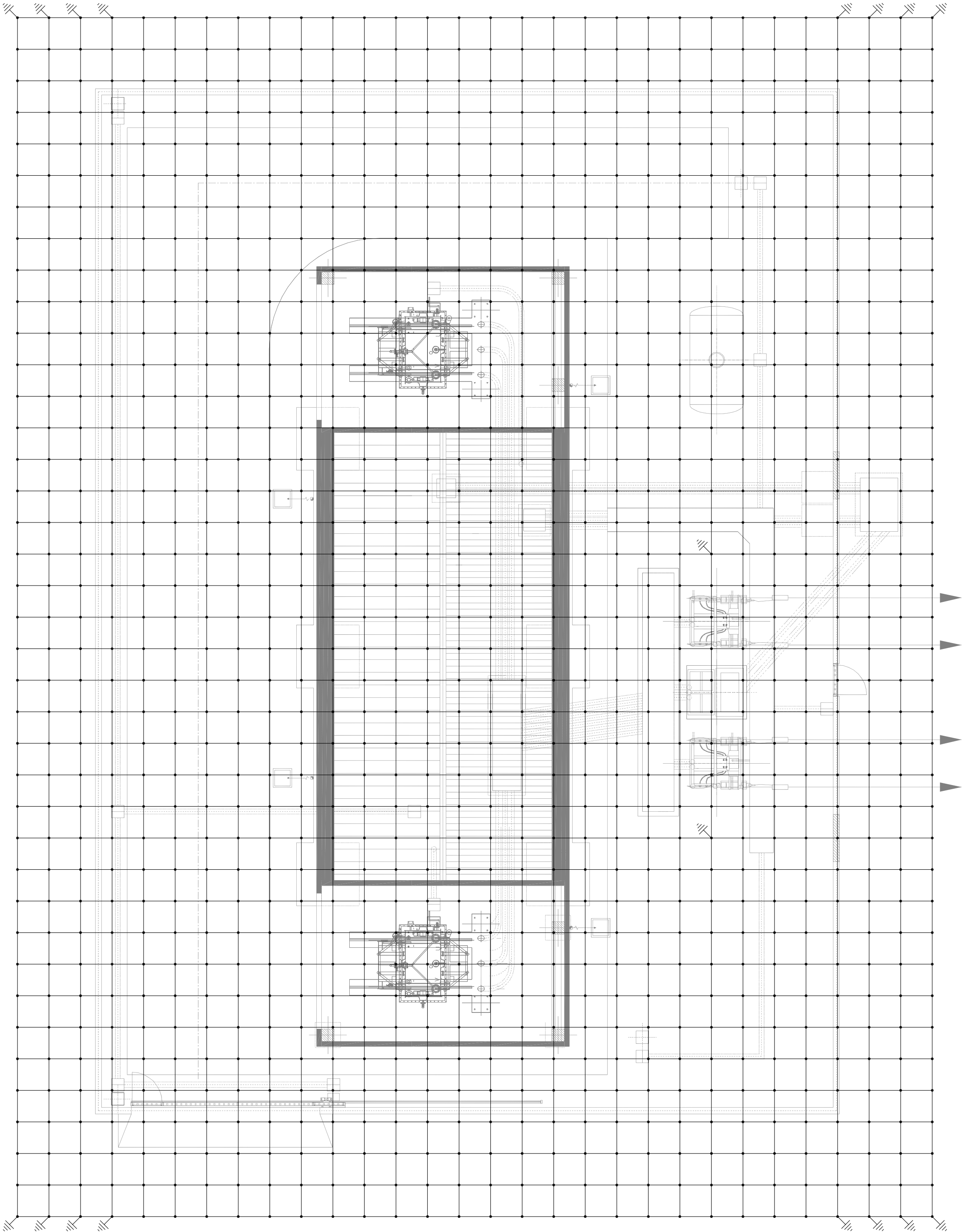
VISTA LATERAL

VISTA FRONTAL

RELACIÓN DE APARATMENTA	
DESIGN.	CANT.
AB-1	2
AB-2	2
AB-3	4
AB-13	1
AB-1A	2

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div>ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div> <div>GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTINEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		


ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:		
	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
1:50	DENOMINACIÓN DEL PLANO:		PLANO Nº:
	PÓRTICO DE CATENARIA Y FEEDER EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN		32
		HOJA Nº:	1 DE 1

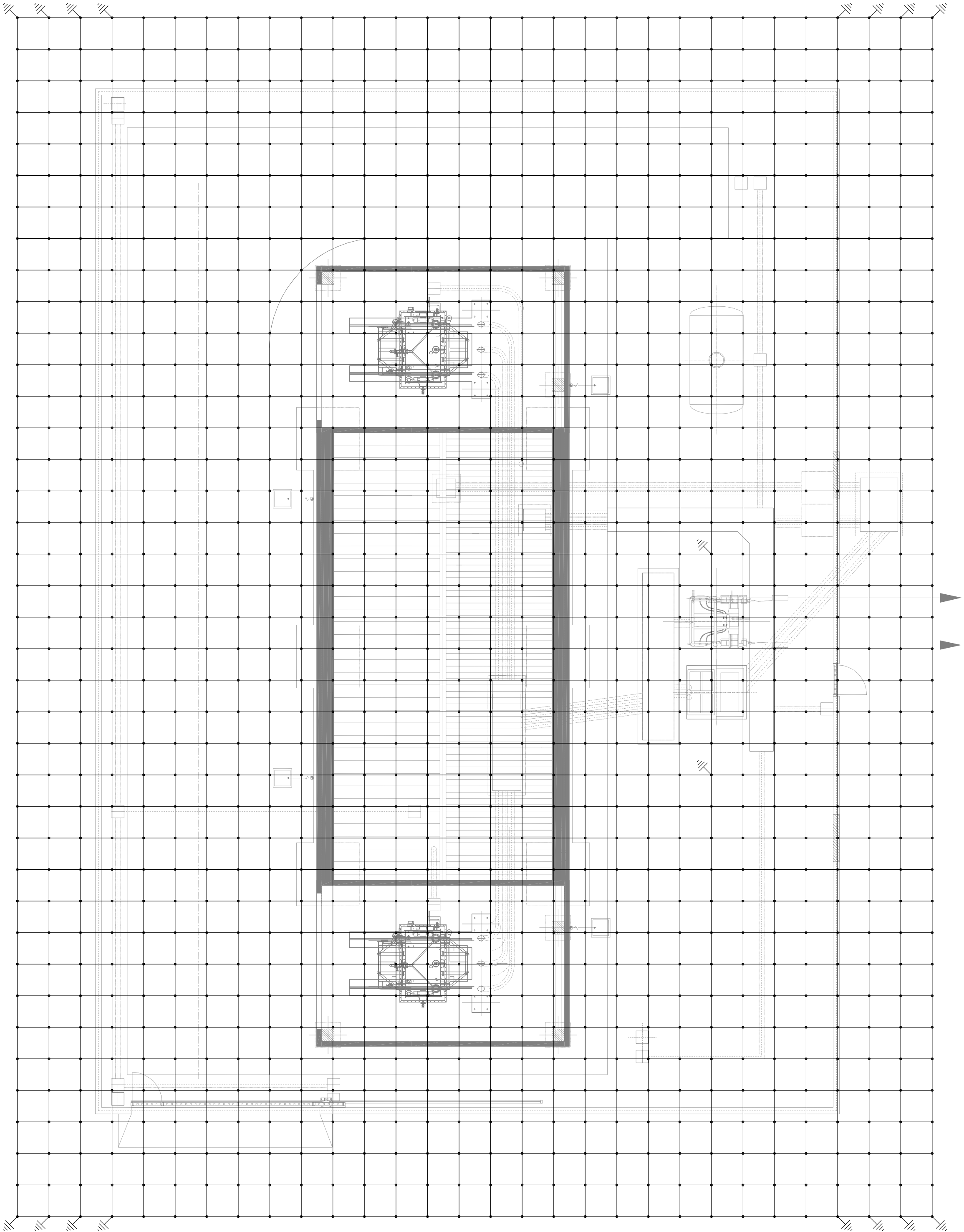


MALLA: 1 X 1 M.

LEYENDA:

- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "CRUZ"
- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "T"
- CONDUCTOR CU DESNUDO 300 MM² A 1 M. DE PROFUNDIDAD
- PICA DE TIERRA 2 M. DE LONGITUD


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>	
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ			
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN			
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS				
I:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO: RED DE TIERRAS INFERIOR EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATIL.1, ATIL.2, ATIL.3 Y ATIL.4			PLANO Nº:	33
				HOJA Nº:	1 DE 1

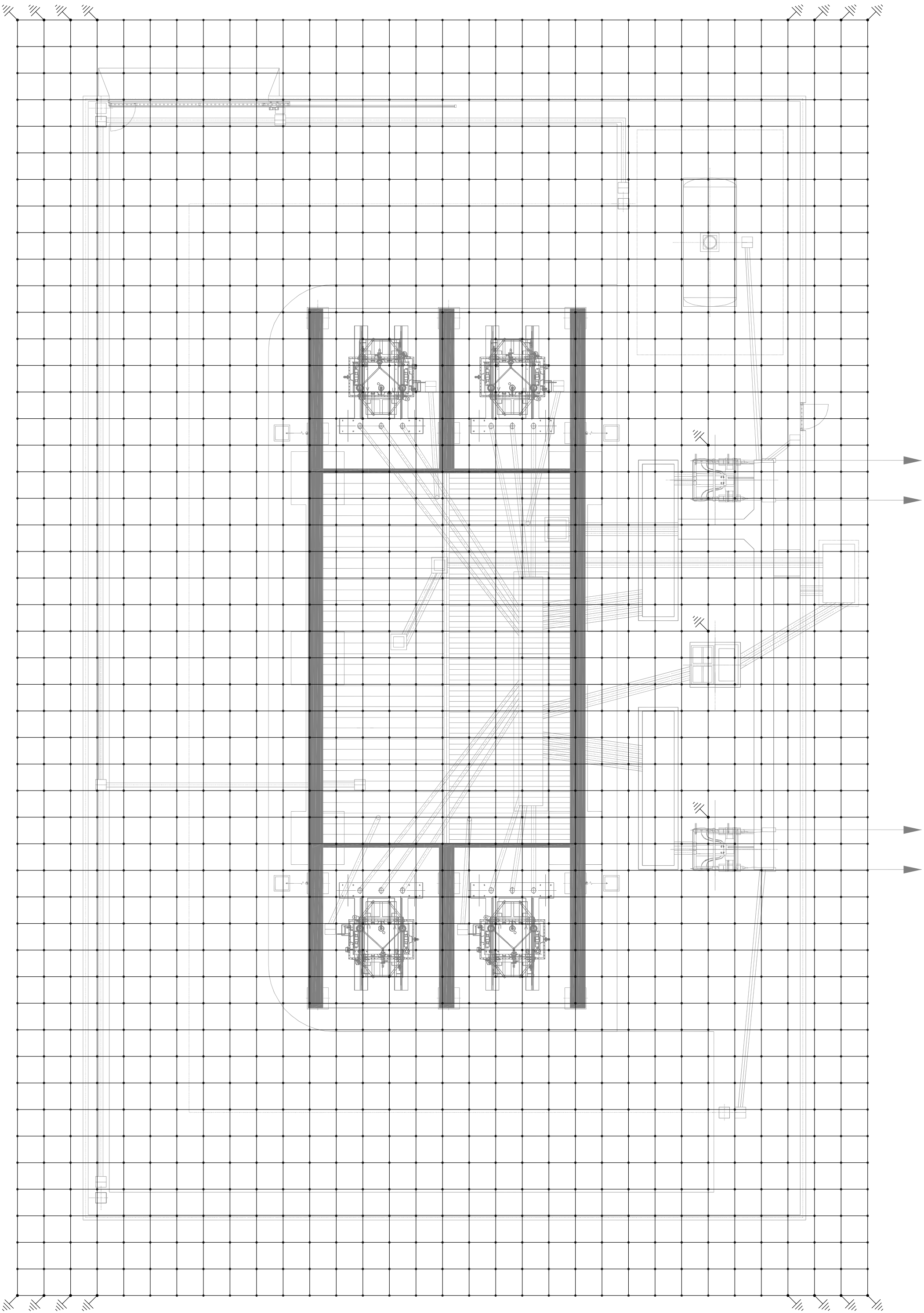


MALLA: 1 X 1 M.

LEYENDA:

- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "CRUZ"
- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "T"
- CONDUCTOR CU DESNUDO 300 MM² A 1 M. DE PROFUNDIDAD
- PICA DE TIERRA 2 M. DE LONGITUD


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO: RED DE TIERRAS INFERIOR EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS AT11.5, AT12.2, AT12.3, AT12.4 Y AT12.5			PLANO Nº: 34
				HOJA Nº: 1 DE 1

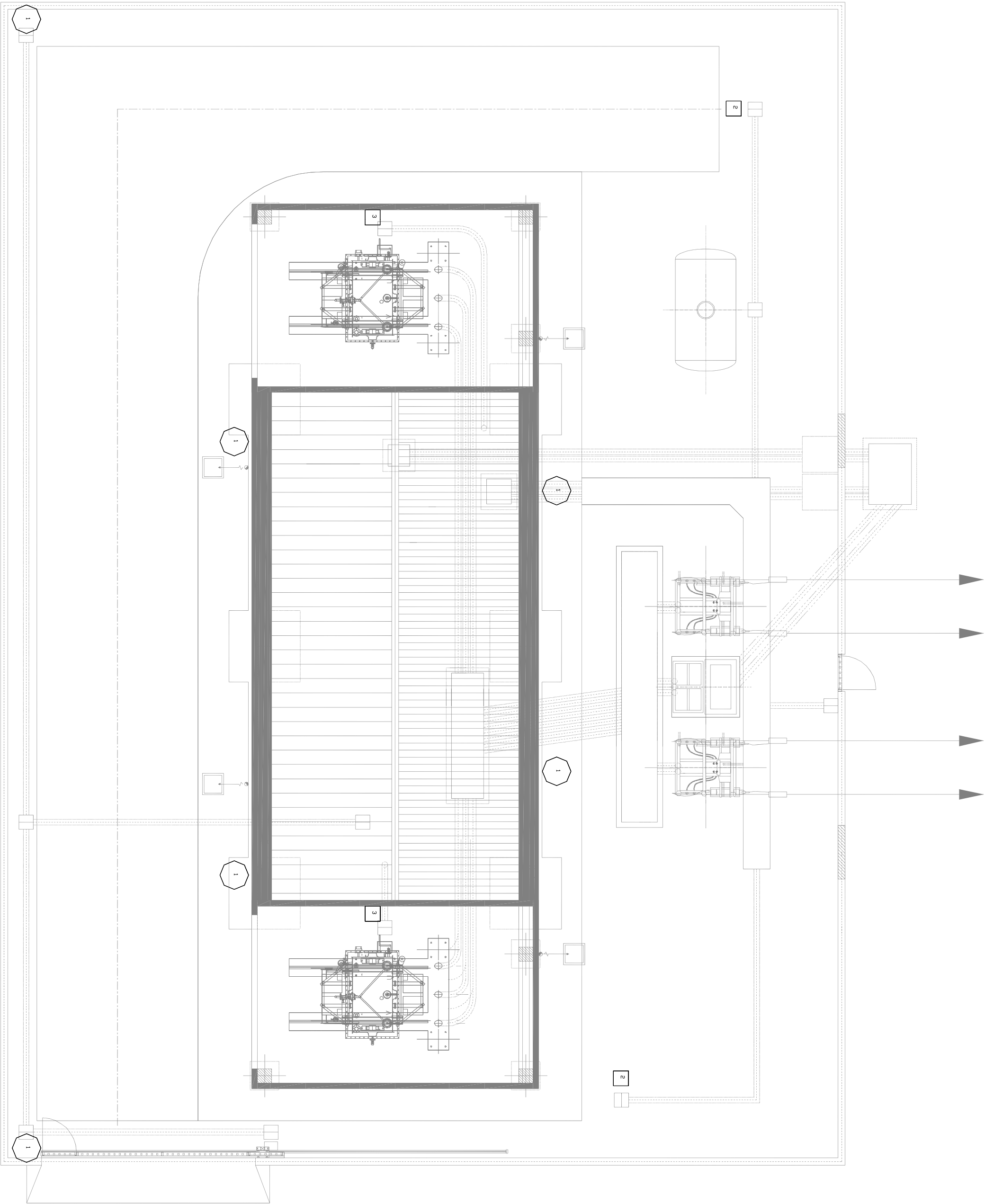


MALLA: 1 X 1 M.

LEYENDA:

- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "CRUZ"
- SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN "T"
- CONDUCTOR CU DESNUDO 300 MM² A 1 M. DE PROFUNDIDAD
- PICA DE TIERRA 2 M. DE LONGITUD

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS</div>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:125	DENOMINACIÓN DEL PLANO: RED DE TIERRAS INFERIOR EN CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATFI.6/2.1			PLANO Nº: 35
				HOJA Nº: 1 DE 1




LEYENDA:

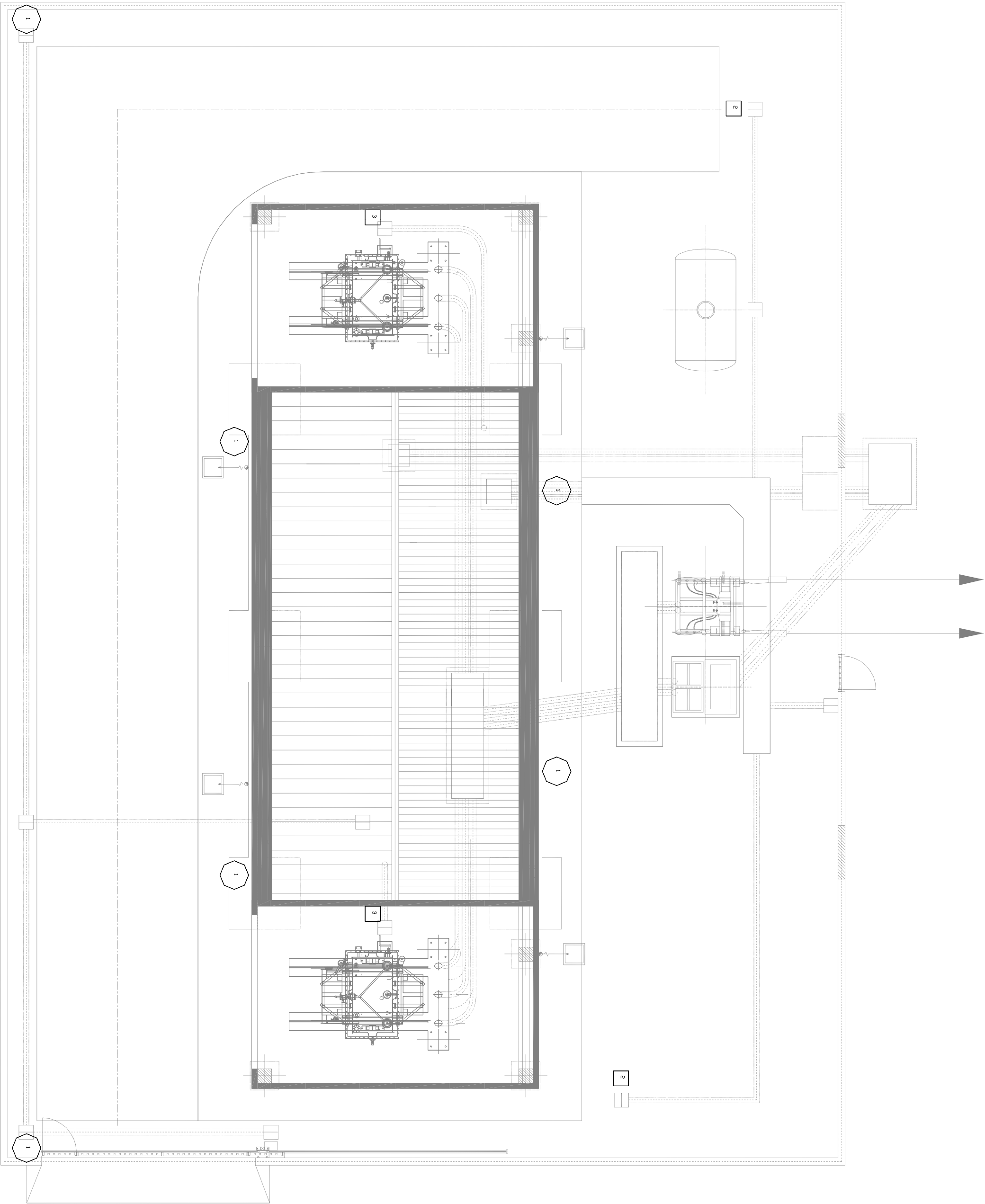
- 1

PHILIPS CDS550 C 00 IXSON-T150W
- 2

PHILIPS RVP35I IXSON-TPP250W S
- 3

PHILIPS RVP35I IXSON-TPP400W S

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATIL.1, ATIL.2, ATIL.3 Y ATIL.4			PLANO Nº: 36
				HOJA Nº: 1 DE 1




LEYENDA:

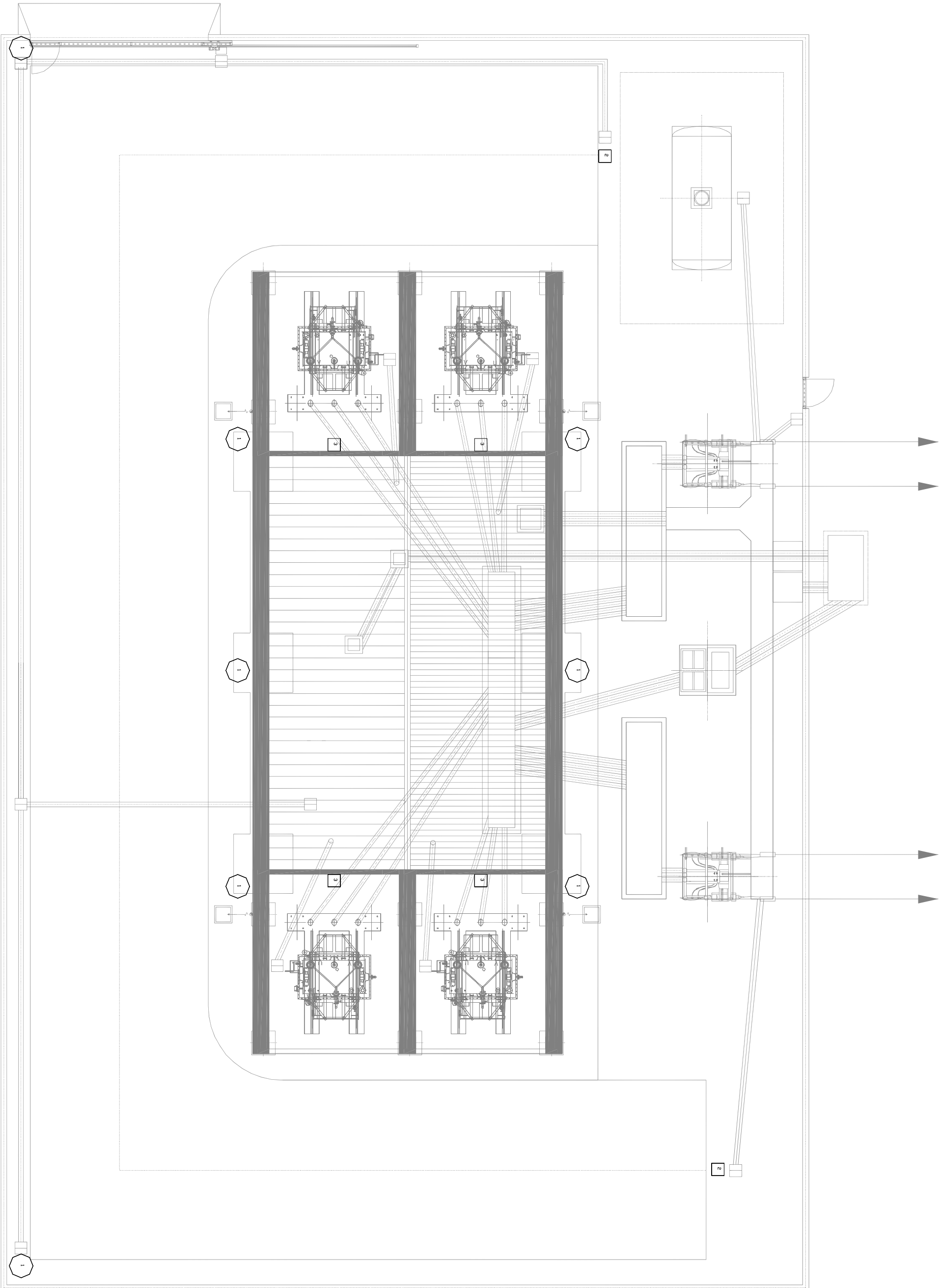
- 1

PHILIPS CDS550 C 00 IXSON-T150W
- 2

PHILIPS RVP35I IXSON-TPP250W S
- 3

PHILIPS RVP35I IXSON-TPP400W S

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5			<div>PLANO Nº: 37</div> <div>HOJA Nº: 1 DE 1</div>




LEYENDA:

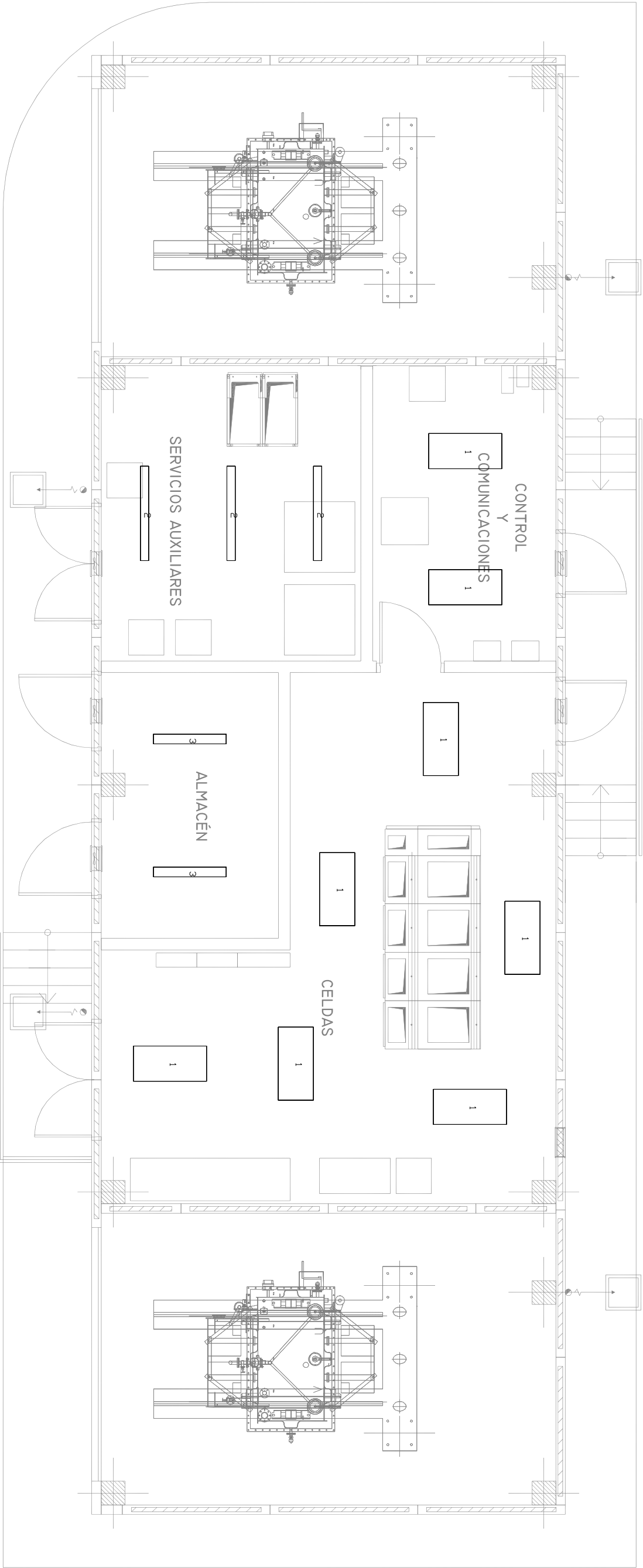
- 1

PHILIPS CDS550 C 00 Ixson-T150W
- 2


PHILIPS RVP351 Ixson-TPP250W S
- 3

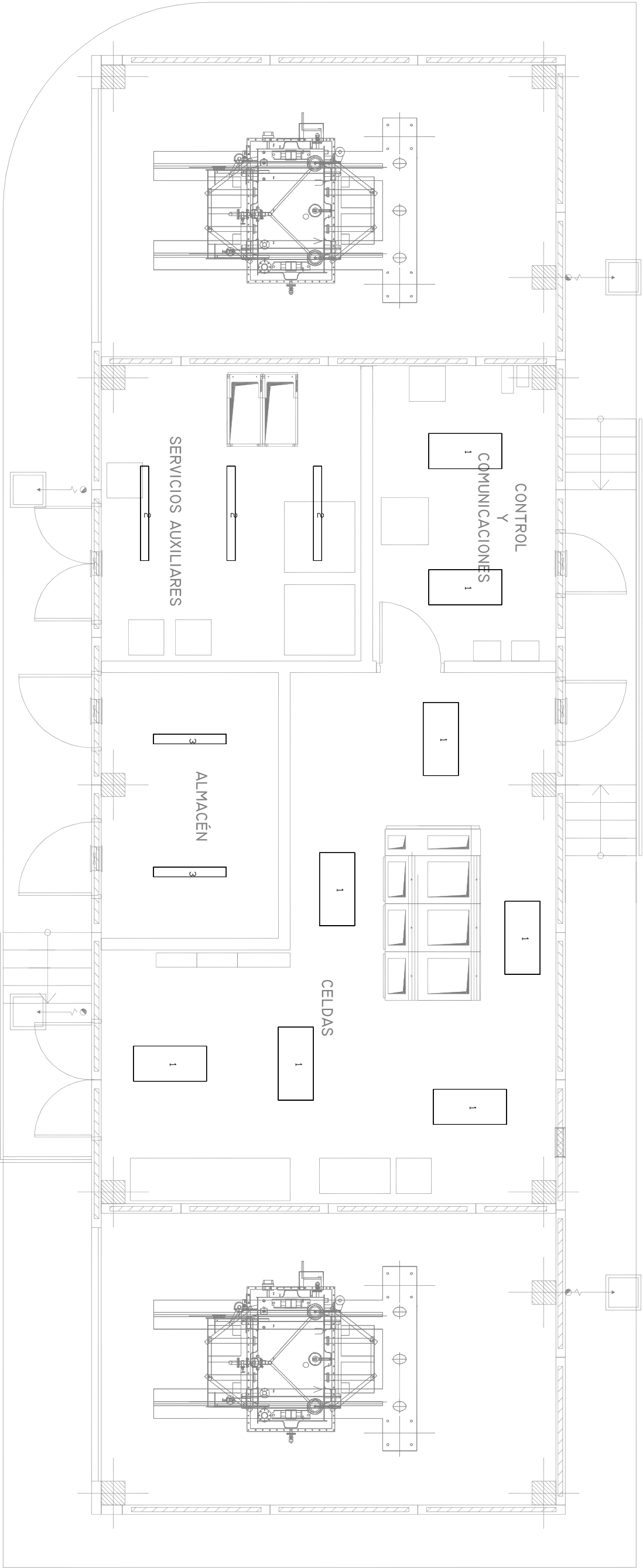
PHILIPS RVP351 Ixson-TPP400W S

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
I:125	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1,6/2.1			PLANO Nº: 38
			HOJA Nº: I DE I	



- LEYENDA:
- 1 PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
 - 2 PHILIPS TCW215 2xTL-D58W HFP
 - 3 PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GM028 L

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATII.1, ATII.2, ATII.3, Y ATII.4			PLANO Nº: 39
				HOJA Nº: 1 DE 1




LEYENDA:

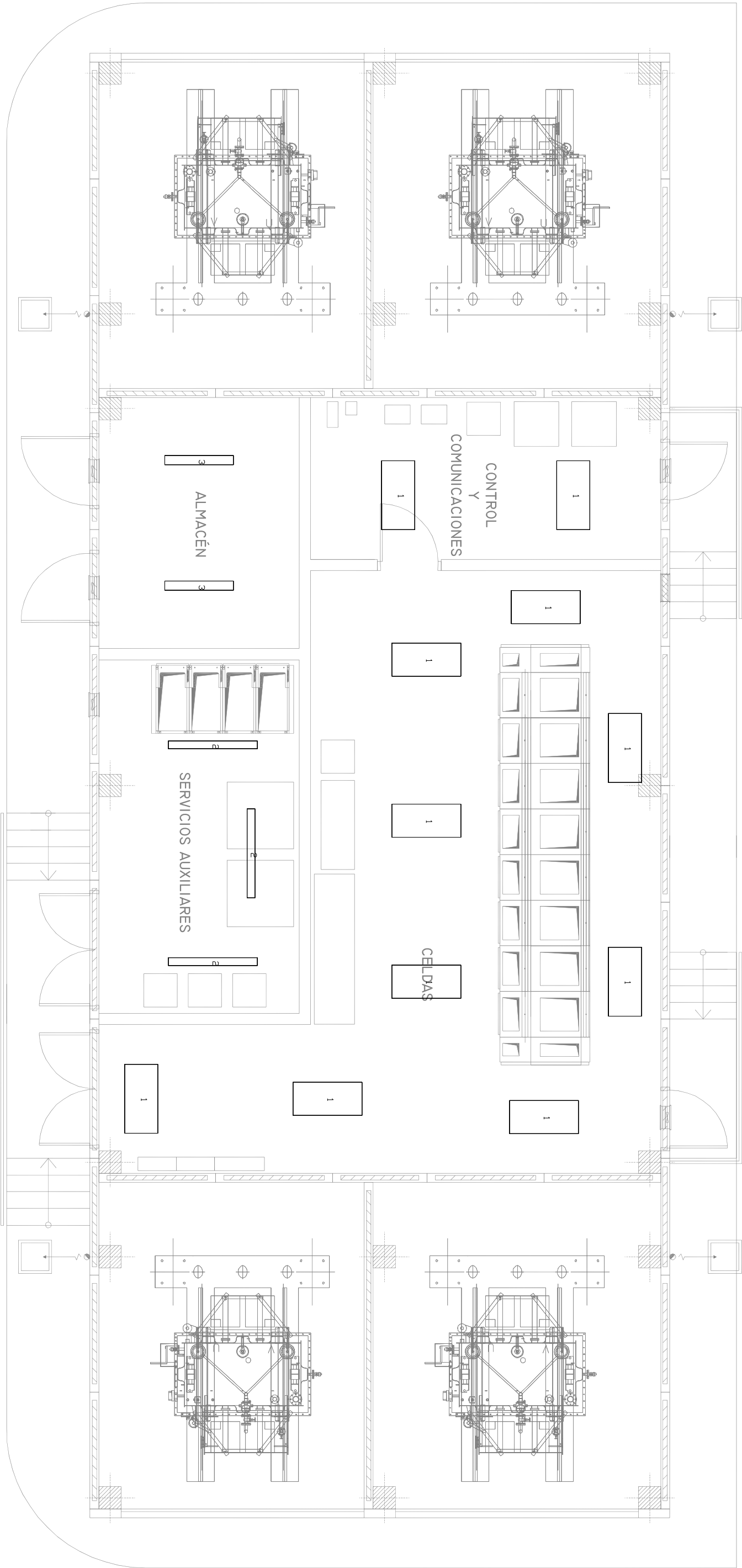
- 1

PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
- 2

PHILIPS TCW215 2xTL-D58W HFP
- 3

PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GM028 L

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS AT11.5, AT12.2, AT12.3, AT12.4, Y AT12.5			PLANO Nº: 40
				HOJA Nº: 1 DE 1




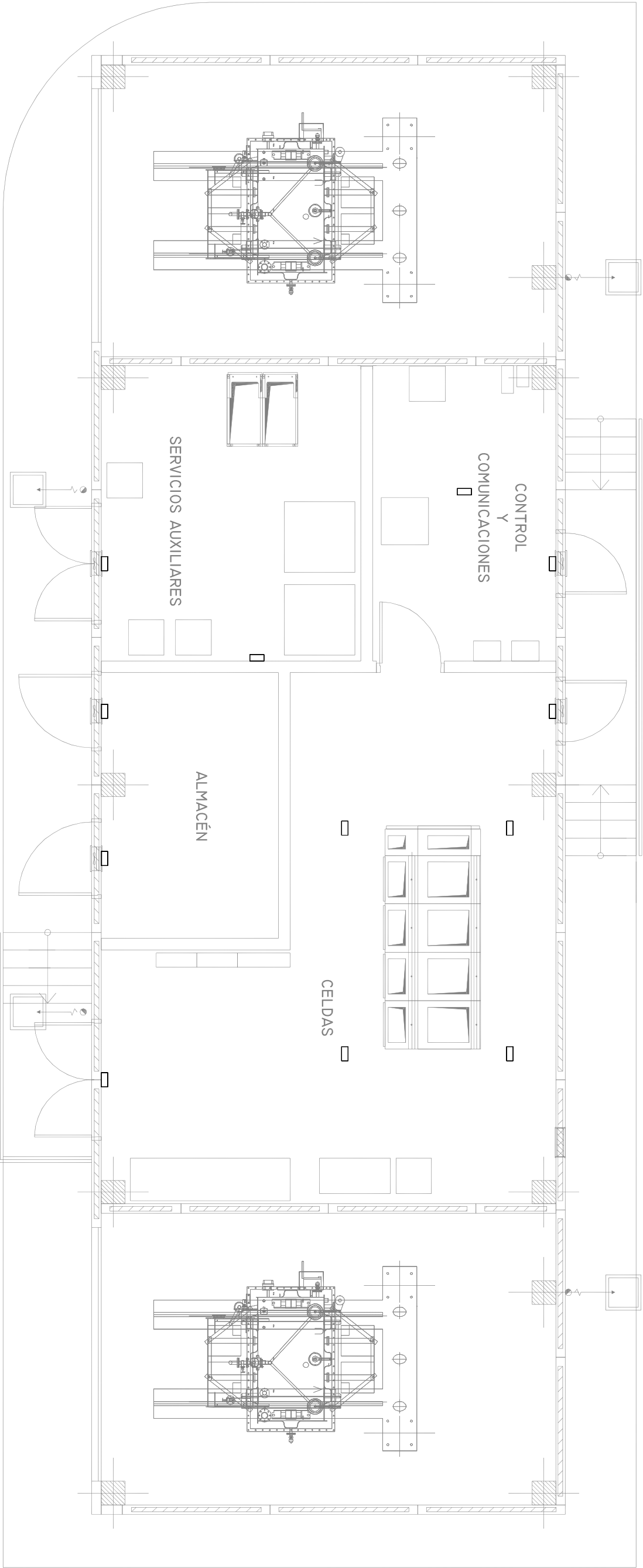
- LEYENDA:
- 1

PHILIPS TBS160 3xTL-D36W HF C3
- 2

PHILIPS TCW215 2xTL-D58W HFP
- 3


PHILIPS TMS028 1xTL-D36W HFP +GM028 L

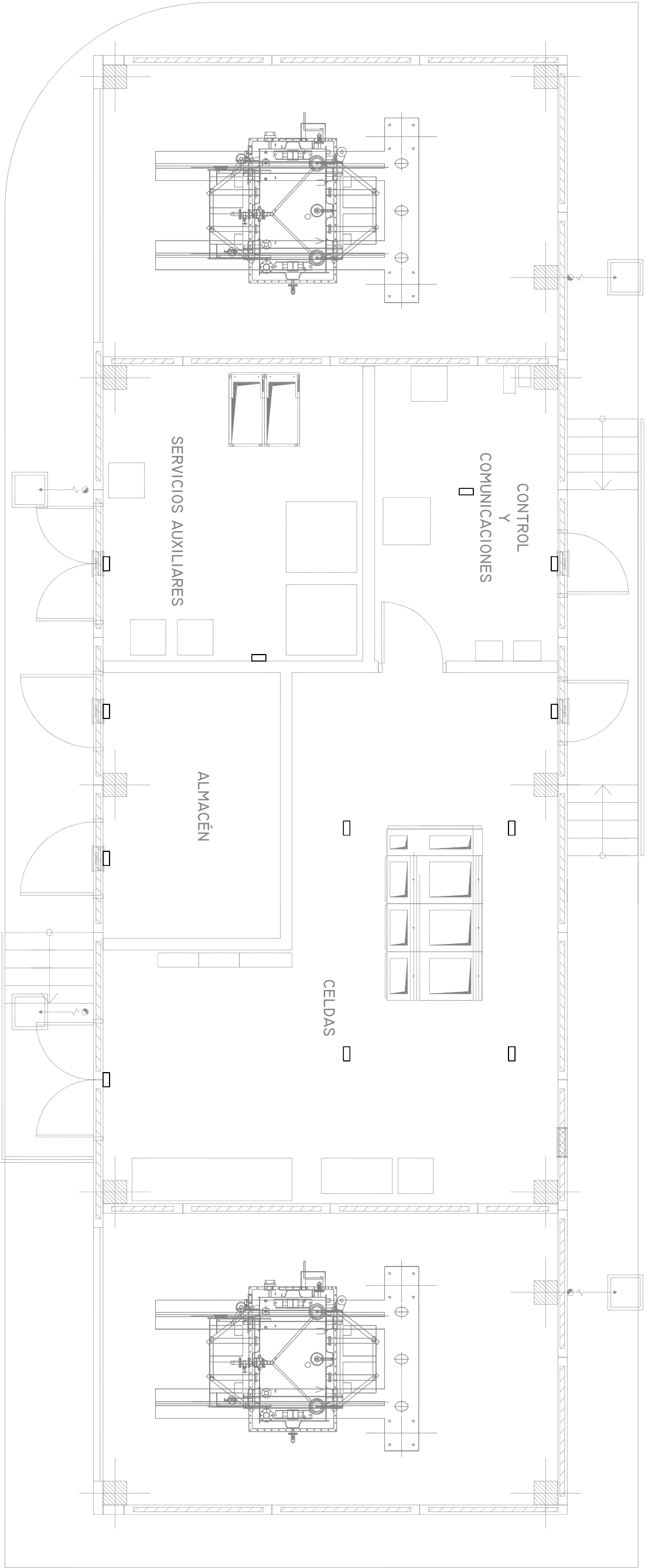
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DEL EDIFICIO DE CONTROL DEL CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATFL6/2.1			PLANO Nº: 41
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


□ LEGRAND 661701 URA2INew - 70 Lm IH NP

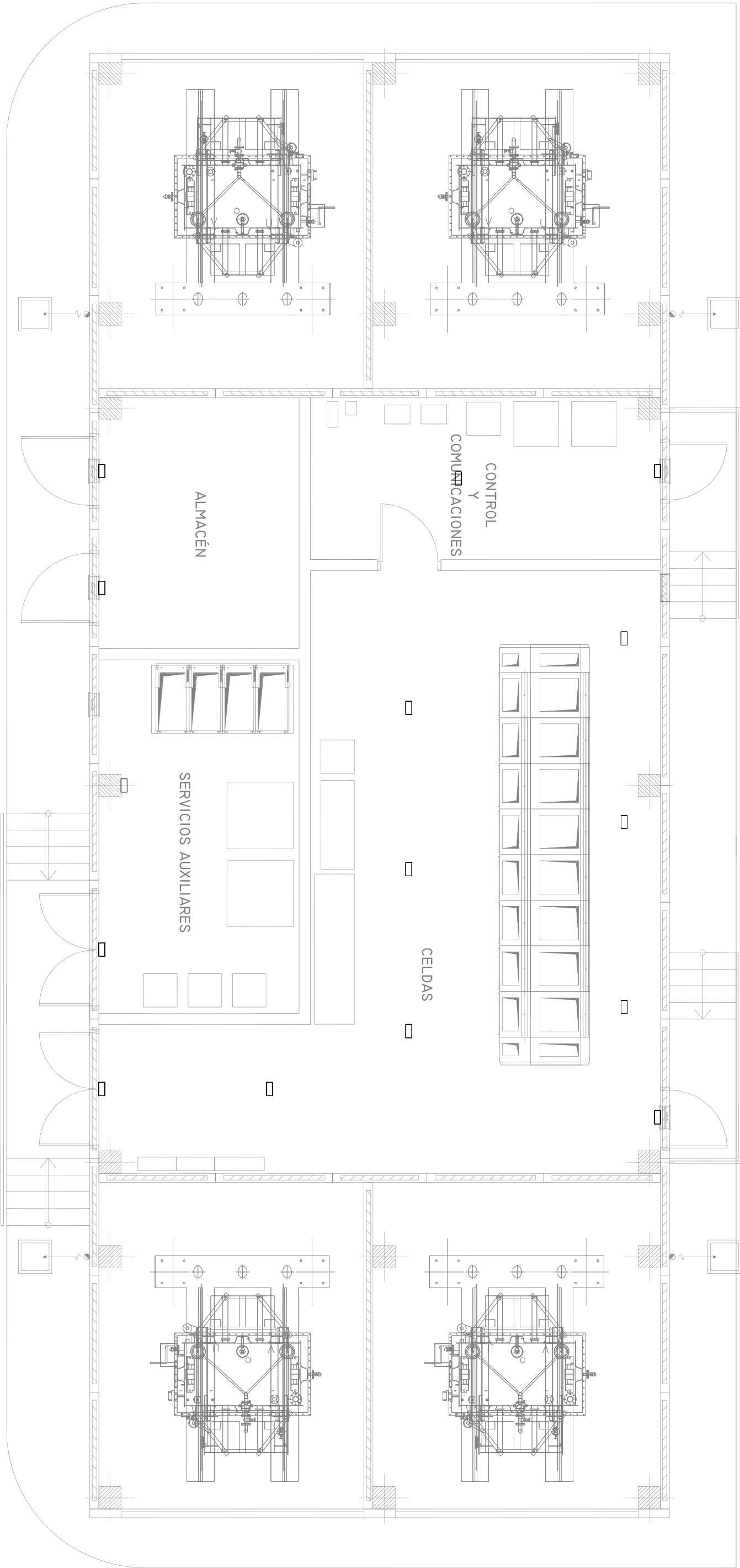
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DE EMERGENCIA DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATIL.1, ATIL.2, ATIL.3, Y ATIL.4			PLANO Nº: 4.2
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


- LEGRAND 661701 URA2INew - 70 Lm IH NP

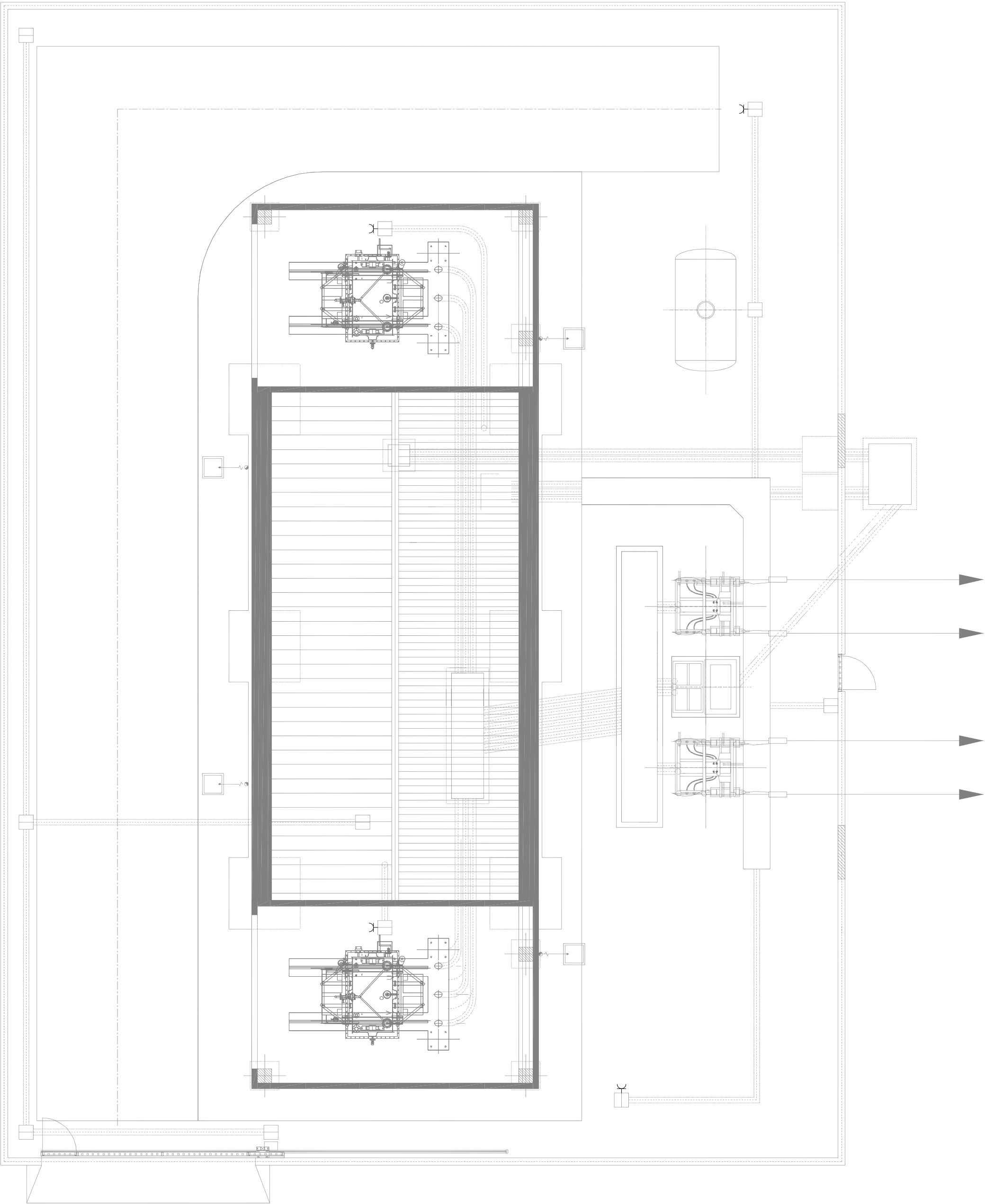
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DE EMERGENCIA DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5			PLANO Nº: 4.3
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


□ LEGRAND 661701 URA2NEW - 70 Lm IH NP

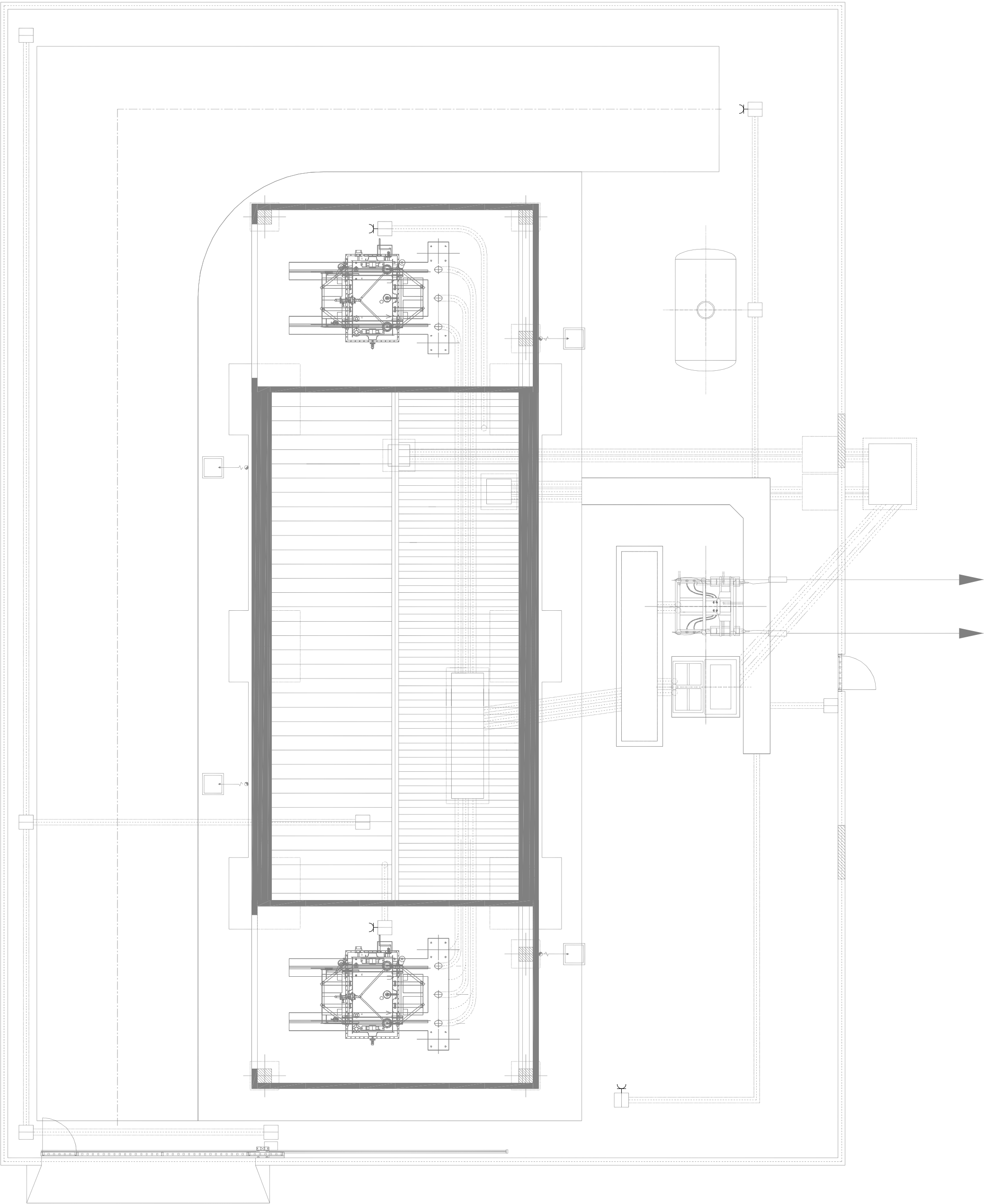
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: LUMINARIAS DE EMERGENCIA DEL EDIFICIO DE CONTROL DEL CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATF1.6/2.1			PLANO Nº: 44
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

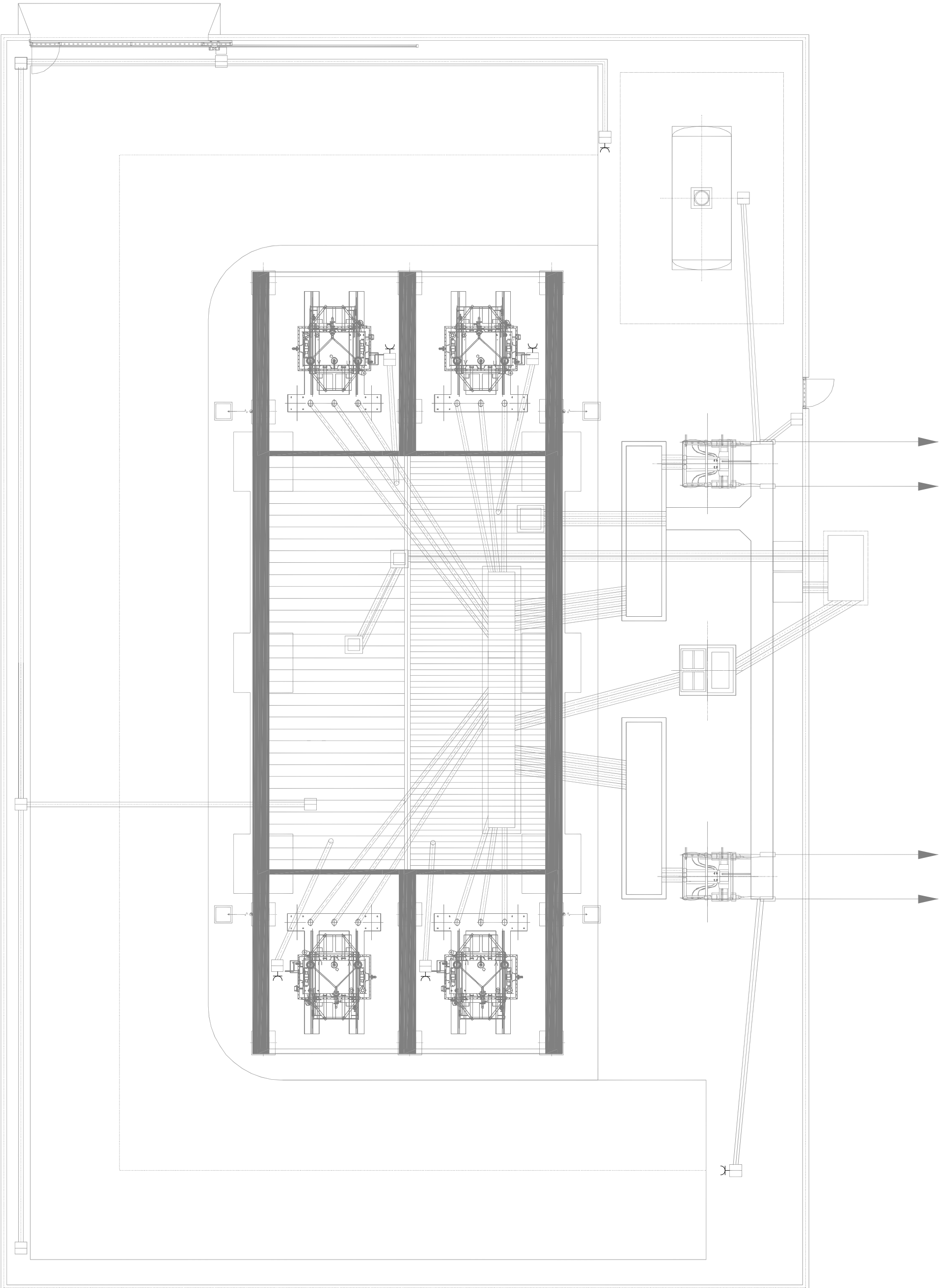
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTINEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:			SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS
1:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO:			PLAN0 Nº:
	TOMAS DE CORRIENTE CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATII.1, ATII.2, ATII.3 Y ATII.4			45 HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

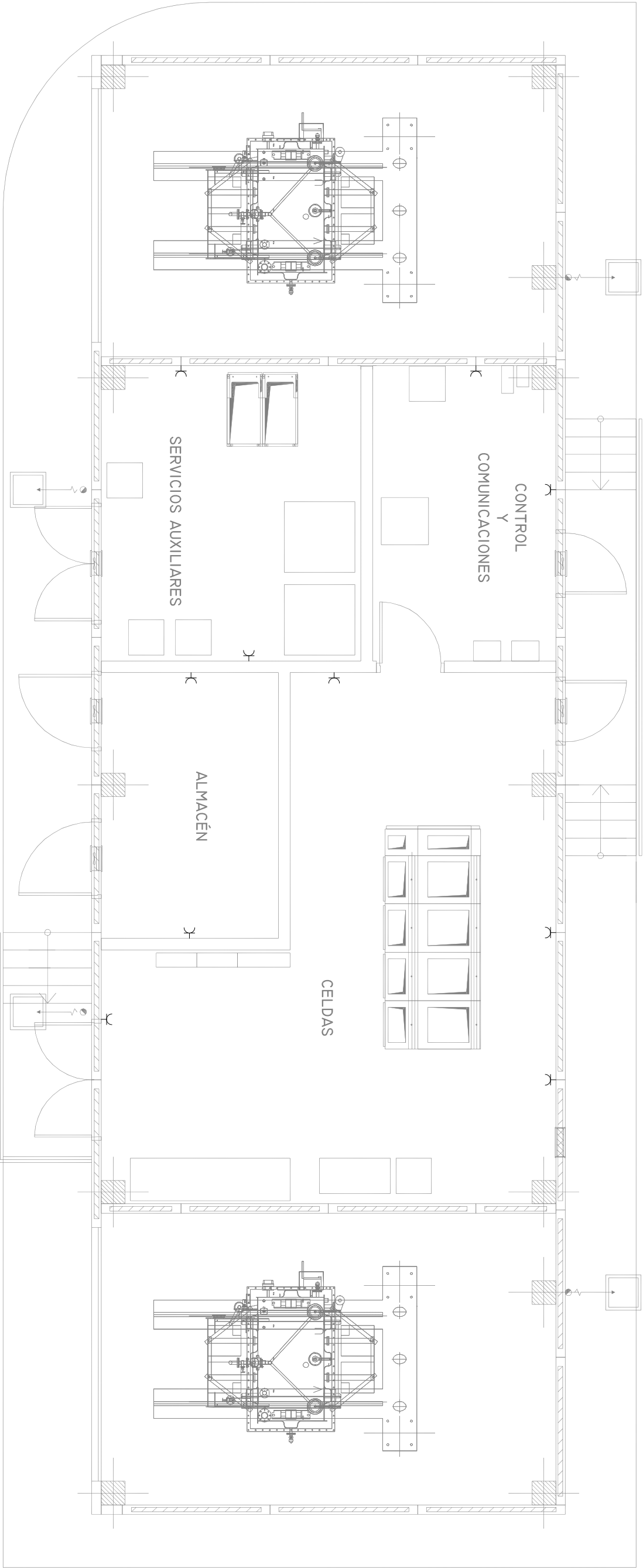
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:100	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4, Y ATI2.5			PLANO Nº: 46
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


⚡ TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

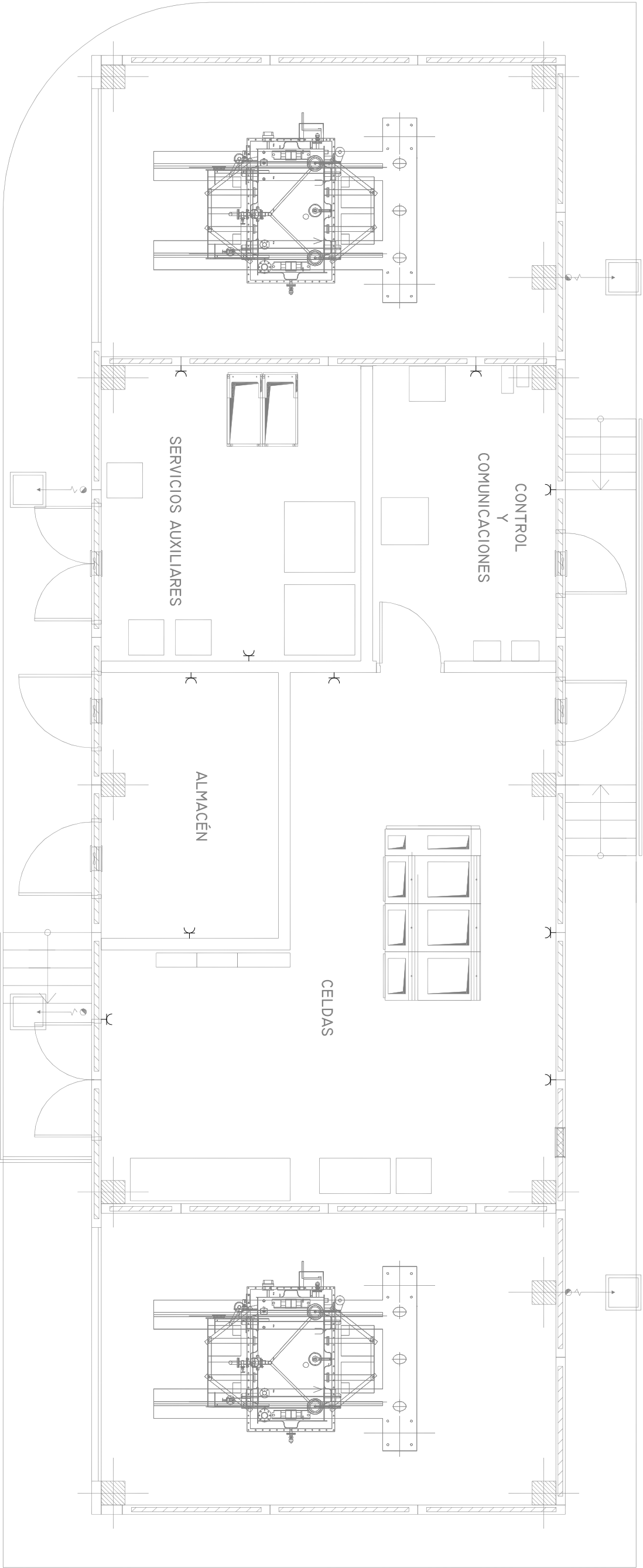
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:125	DENOMINACIÓN DEL PLANO:			PLANO Nº: 47
	TOMAS DE CORRIENTE CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATFI.6/2.1			HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


☐ TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

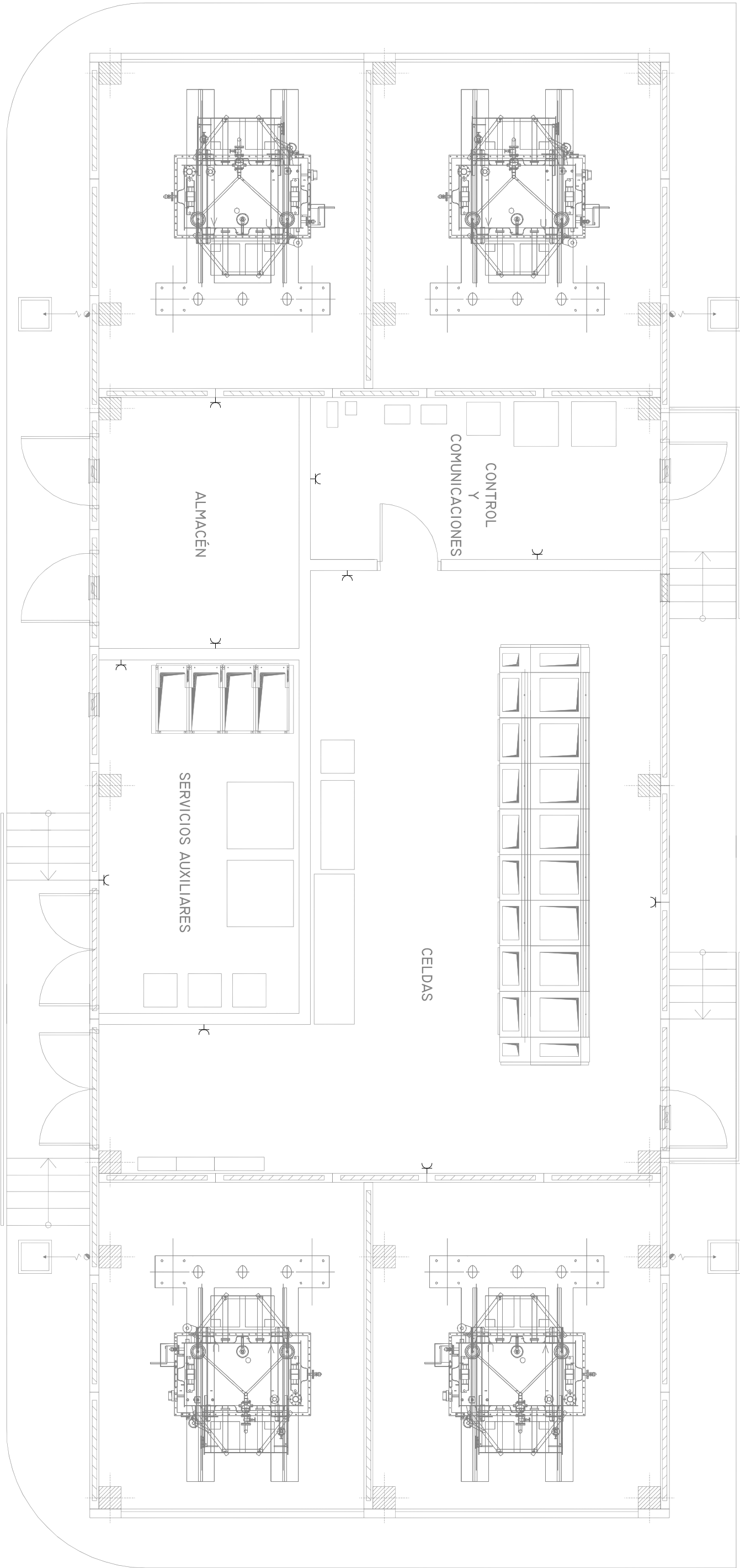
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI.I., ATI.I.2, ATI.I.3, Y ATI.I.4			PLANO Nº: 48
				HOJA Nº: 1 DE 1



LEYENDA:


⌵ TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

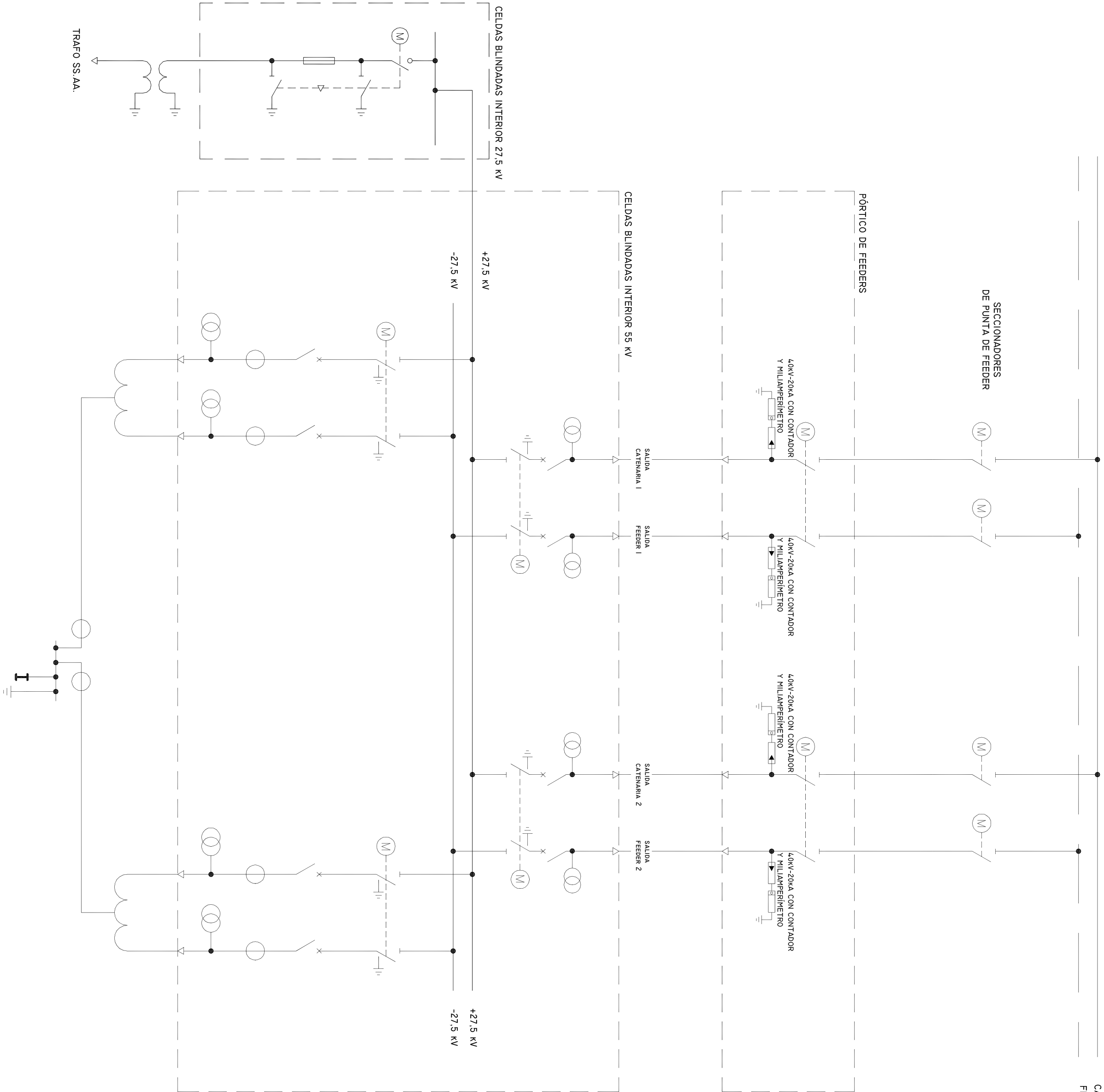
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>	
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ			
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN			
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO:		SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS		
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE DE LOS EDIFICIOS DE CONTROL DE LOS CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4 Y ATI2.5				PLANO Nº: 49
					HOJA Nº: 1 DE 1




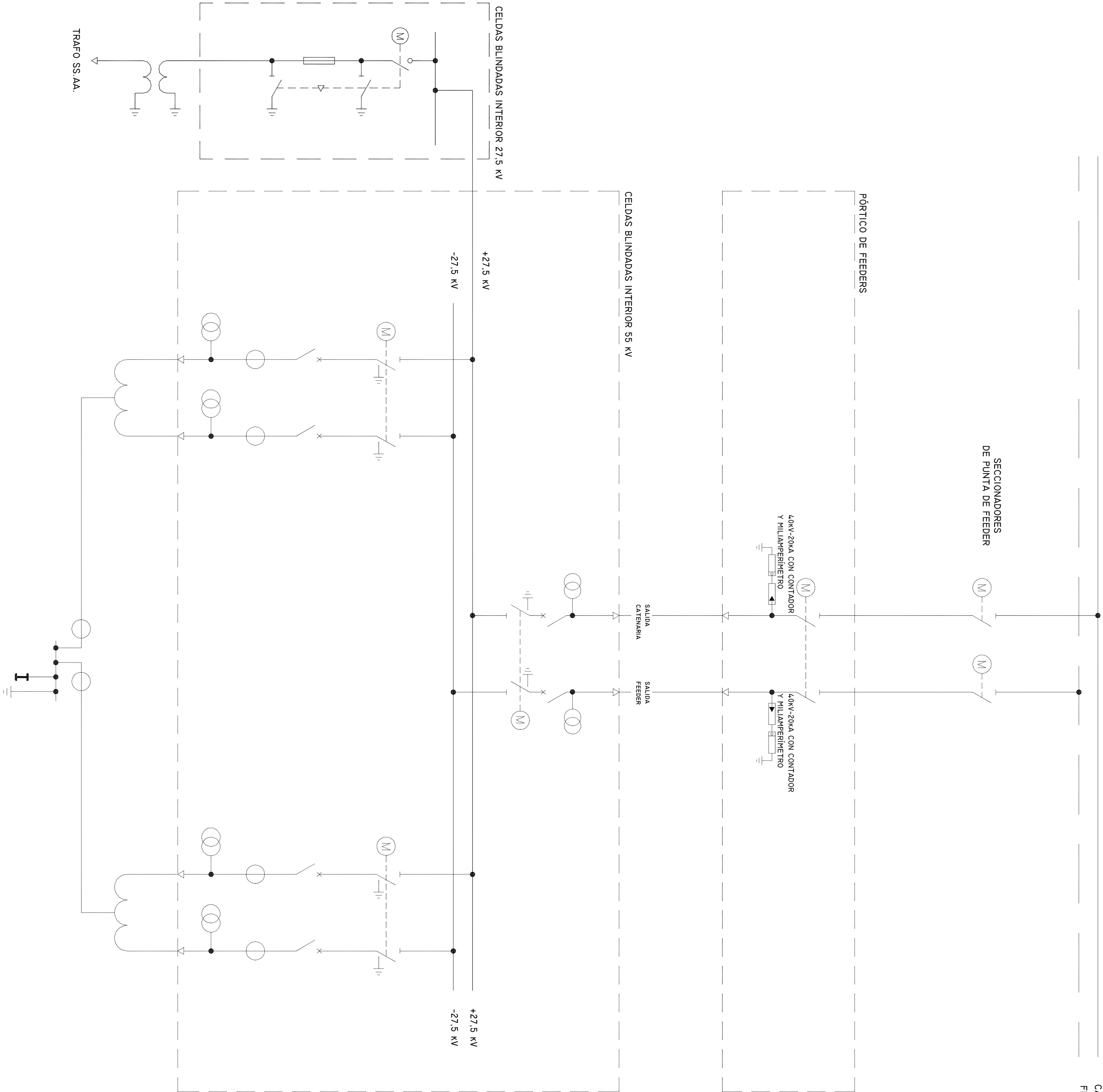
LEYENDA:


Y TOMA DE CORRIENTE ESTANCA 2P+T 16A

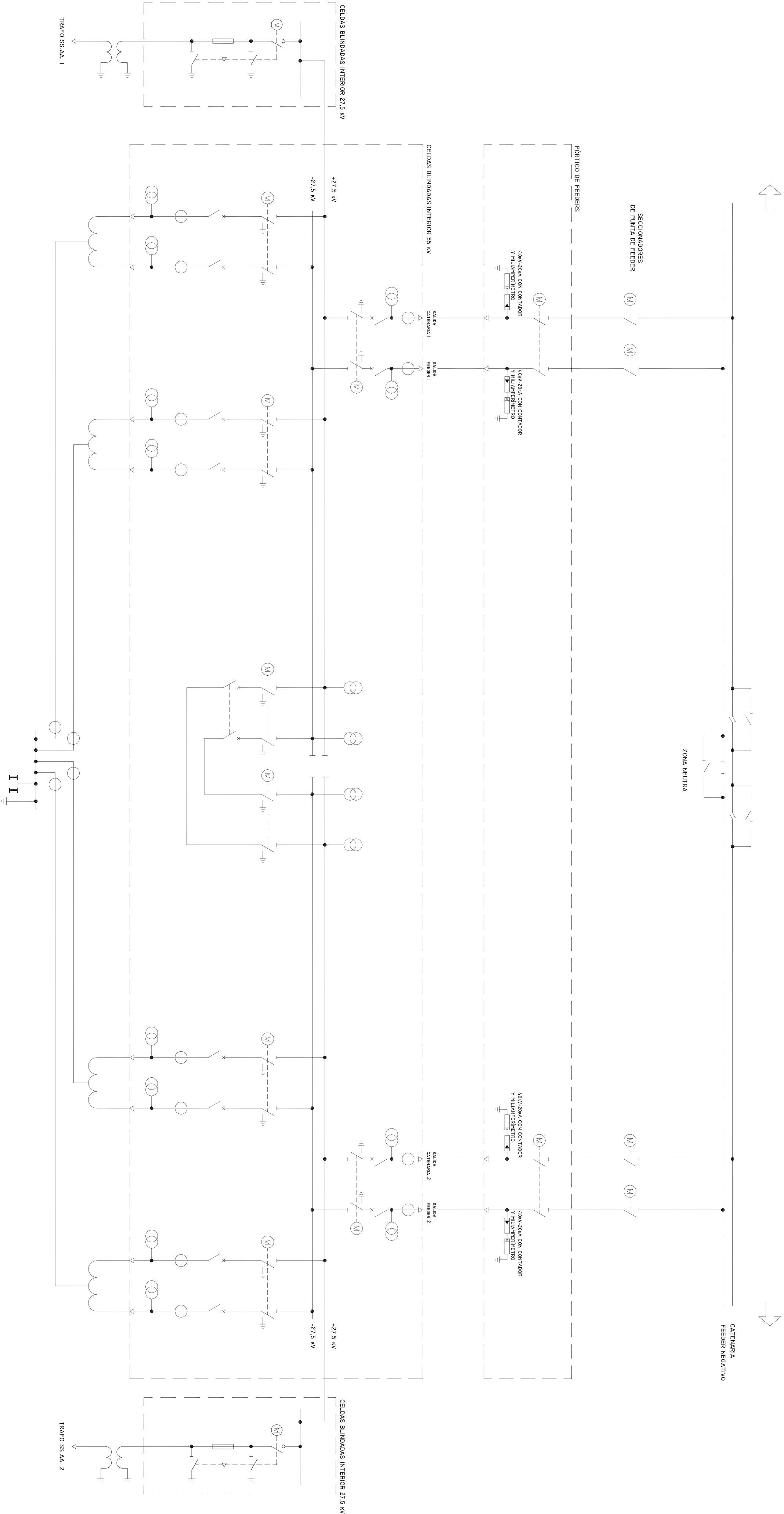
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
1:75	DENOMINACIÓN DEL PLANO: TOMAS DE CORRIENTE DEL EDIFICIO DE CONTROL DEL CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATFI/6/2.1			PLANO Nº: 50
				HOJA Nº: 1 DE 1




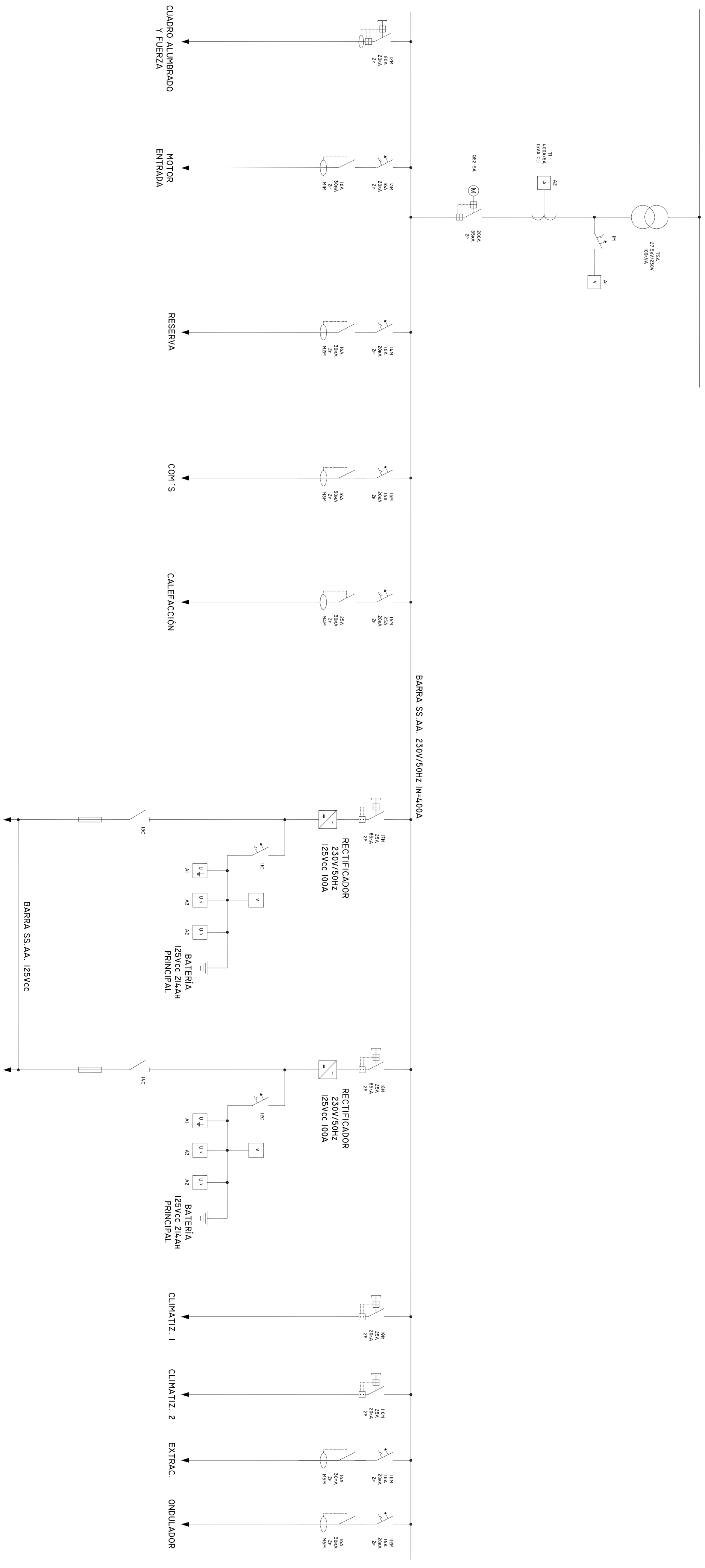
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATIL.1, ATIL.2, ATIL.3, Y ATIL.4			PLANO Nº: 51
				HOJA Nº: I DE I




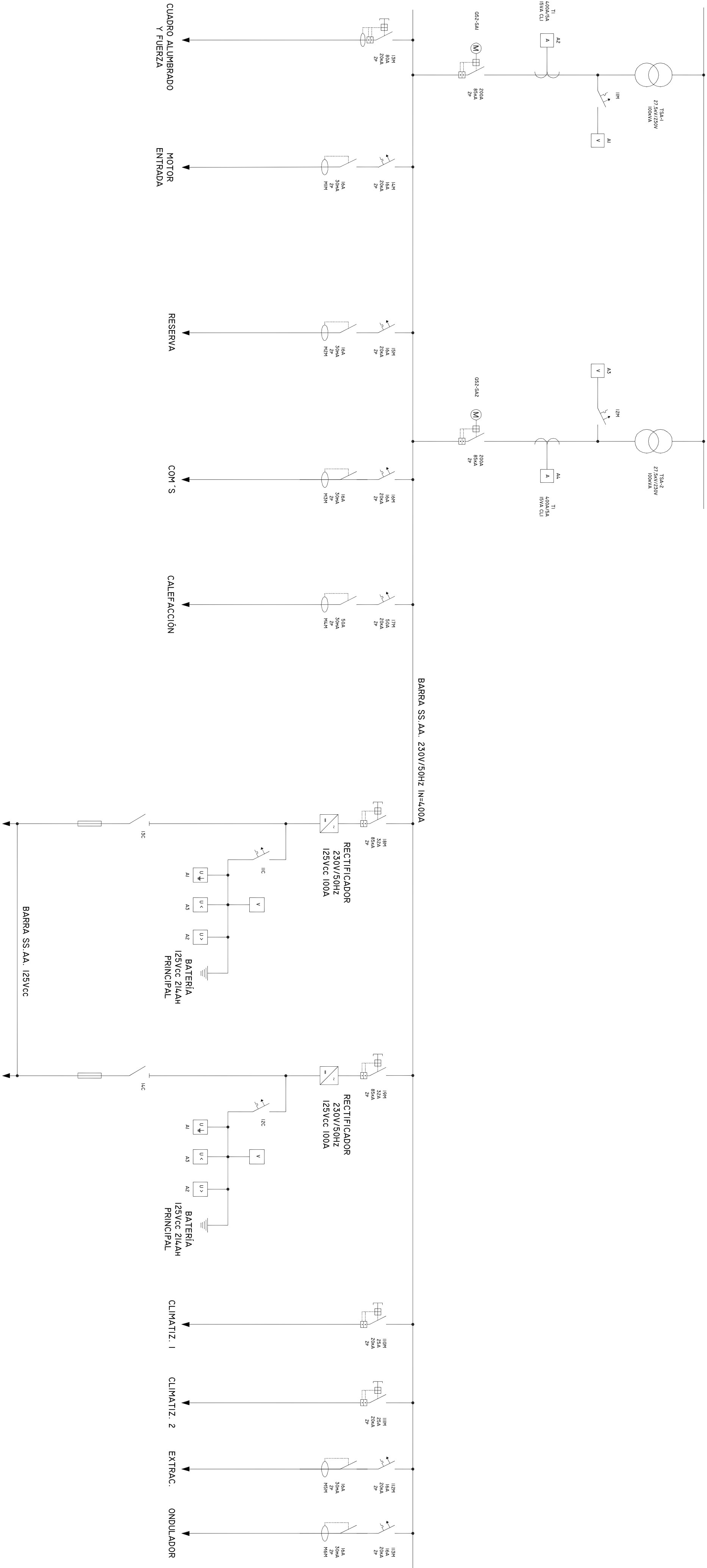
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTINEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS ATI1.5, ATI2.2, ATI2.3, ATI2.4, Y ATI2.5			PLANO Nº: 52
				HOJA Nº: 1 DE 1




	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <div>ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERIA ELÉCTRICA</div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL ATFI.6/2.1			PLANO Nº: 53
				HOLA Nº: I DE I



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	 <p>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</p>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO:			PLANO N.º:
				54.
	ESQUEMA UNIFILAR S.S.AA. EN CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN INTERMEDIOS			HOJA N.º:
				I DE I



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	<div><div>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ALGECIRAS GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</div></div>
DIBUJADO	JUNIO 2016	PEDRO MARTÍNEZ		
COMPROBADO	JUNIO 2016	JUAN ANDRÉS MARTÍN		
ESCALA	DENOMINACIÓN DEL PROYECTO: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS			
S/E	DENOMINACIÓN DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR SS.AA. EN CENTRO DE AUTOTRANSFORMACIÓN FINAL			PLANO Nº: 55
				HOJA Nº: 1 DE 1

DOCUMENTO Nº 4

PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE

1.1 PRESCRIPCIONES GENERALES.....	3
1.1.1 Prescripciones técnicas generales.....	3
1.1.1.1 Obras a las que se aplicará este Pliego de Prescripciones Técnicas.....	3
1.1.1.2 Maquinaria para obras.....	3
1.1.1.2.1 Circulación de la maquinaria de obra y camiones.....	3
1.1.1.2.2 Señalización.....	4
1.1.1.3 Materiales, piezas y equipos en general.....	4
1.1.1.3.1 Condiciones generales.....	4
1.1.1.3.2 Autorización previa del director de la obra para la incorporación o empleo de materiales, piezas o equipos en la instalación.....	4
1.1.1.3.3 Ensayos y pruebas.....	5
1.1.1.3.4 Caso de que los materiales, piezas o equipos no satisfagan las condiciones técnicas.....	5
1.1.1.3.5 Marcas de fabricación.....	5
1.1.1.3.6 Acopios.....	6
1.1.1.3.7 Responsabilidad del contratista.....	6
1.1.1.3.8 Materiales, equipos y productos industriales aportados por el contratista y no empleados en la instalación.....	6
1.1.1.4 Protección de la calidad de las aguas y sistemas de depuración primaria.....	6
1.1.1.5 Tratamiento y gestión de residuos.....	6
1.1.1.6 Desarrollo de la vigilancia ambiental.....	7
1.1.1.7 Afección por ruidos y vibraciones.....	7
1.1.2 Marco normativo.....	8
1.1.2.1 Normas generales de aplicación.....	8
1.1.2.2 Normas particulares de aplicación.....	8
1.1.2.3 Prelación entre normativas.....	9
1.1.3 Prelaciones entre los documentos del Proyecto y/o la normativa.....	9
1.1.3.1 Contradicciones entre documentos del proyecto.....	9
1.1.3.2 Contradicciones entre el Proyecto y la legislación administrativa general.....	9
1.1.3.3 Contradicciones entre el Proyecto y la normativa técnica.....	10
1.2 DISPOSICIONES GENERALES.....	10
1.2.1 Representantes de la administración y el contratista.....	10
1.2.2 Autoridad del director de las obras.....	10
1.2.3 Personal del contratista.....	10
1.2.4 Plazo de ejecución de las obras.....	11
1.2.5 Contraindicaciones, omisiones y modificaciones.....	11
1.2.6 Ensayos y reconocimientos durante la ejecución de las obras.....	11
1.2.7 Instalaciones afectadas.....	12
1.2.8 Derechos y obligaciones del contratista.....	12
1.2.9 Ordenes al contratista.....	12
1.2.10 Abonos al contratista.....	13
1.2.11 Cumplimiento de ordenanzas y normativas vigentes.....	14
1.2.12 Plan de obra y orden de ejecución.....	14
1.2.13 Inspección de las obras e instalaciones.....	15
1.2.14 Terrenos disponibles para la ejecución de los trabajos.....	15
1.2.15 Acceso a las obras.....	16

1.2.16 Coordinación con los trabajos de infraestructura y vía.....	17
1.2.17 Ensayos y análisis de los materiales y unidades de obra.....	17
1.2.18 Responsabilidad y obligaciones generales del contratista.....	17
1.2.19 Maquinaria, herramientas y medios auxiliares.....	17
1.2.20 Estudio de seguridad y salud.....	18
1.2.21 Vigilancia de las obras.....	18
1.2.22 Reglamentación y accidentes de trabajo.....	18
1.2.23 Subcontratos.....	18
1.2.24 Reposiciones.....	19
1.2.25 Gastos de carácter general a cargo del contratista.....	19
1.2.26 Recepciones y liquidación.....	20
1.2.27 Revisión de precios.....	20
1.2.28 Plan de autocontrol de calidad.....	20
1.3 CONDICIONES TÉCNICAS.....	21
1.3.1 Objeto.....	21
1.3.2 Ensayos y pruebas.....	21
1.4 DISPOSICIÓN FINAL.....	25

1.1 Prescripciones generales

1.1.1 Prescripciones técnicas generales

1.1.1.1 Obras a las que se aplicará este Pliego de Prescripciones Técnicas

Las obras son las correspondientes al suministro y montaje de las subestaciones eléctricas de tracción y centros de autotransformación asociados de la línea ferroviaria de alta velocidad Antequera - Algeciras. Las obras se realizarán de acuerdo con los planos del proyecto, será responsabilidad del contratista la elaboración de cuantos planos complementarios de detalle sean necesarios para la correcta realización de las obras. Las obras cumplirán estrictamente y sin contradecir el contenido de los pliegos y demás documentos que han servido de base al concurso, y complementado con pliegos de condiciones, planos y presupuestos del presente proyecto.

El contratista dispondrá en obra de una copia completa de los pliegos de prescripciones, un juego completo de los planos del proyecto, así como copias de todos los planos complementarios desarrollados por el contratista o de los revisados suministrados por la dirección de obra, junto con las instrucciones y especificaciones complementarias que pudieran acompañarlos, así como la copia del pliego de condiciones y demás documentos que sirvieron de base al concurso de adjudicación.

1.1.1.2 Maquinaria para obras

1.1.1.2.1 Circulación de la maquinaria de obra y camiones

La circulación de la maquinaria de obra, así como el transporte de materiales, debe realizarse exclusivamente por el interior de los límites de ocupación de la zona de obras o sobre los itinerarios de acceso reservados a tal efecto.

El contratista está obligado a mantener un control efectivo de la generación de polvo en el entorno de las obras, adoptando las medidas pertinentes, entre ellas:

- Realizar periódicamente operaciones de riego sobre los caminos de rodadura y cuantos lugares estime necesarios la Dirección Ambiental de Obra.
- Retirar los lechos de polvo y limpiar las calzadas del entorno de actuación, utilizadas para el tránsito de vehículos de obra.
- Emplear toldos de protección en los vehículos que transporten material polvoriento, o bien proporcionar a éste la humedad conveniente.

El cruce o el entronque de las pistas de obra con cualquier vía pública deben establecerse de acuerdo con la Administración responsable.

En el caso de circulación de maquinaria y/o de camiones sobre obras de fábrica, el Contratista debe considerar si es necesario el reforzamiento de las estructuras y de los dispositivos de protección.

El Contratista debe obtener las autorizaciones para circular por las carreteras, y procederá a reforzar las vías por las que circulará su maquinaria, o a reparar las vías deterioradas por la circulación de estas últimas. El Contratista deberá acatar las limitaciones de circulación que

puedan imponerle las autoridades competentes y en particular: prohibición de utilizar ciertas vías públicas, itinerarios impuestos, limitaciones de peso, de gálibo o de velocidad, limitación de ruido, circulación en un sólo sentido o prohibición de cruce.

Al finalizar las obras, deberán restablecerse las calzadas y sus alrededores y las obras que las atraviesan, de acuerdo con las autoridades competentes.

El Contratista debe obtener las autorizaciones necesarias de las autoridades competentes, para cada infraestructura, antes de empezar la ejecución de cualquier operación que pueda afectar a la circulación, debiendo acatar las prescripciones particulares relativas a los períodos y amplitud del trabajo, al plan de obras y a las precauciones a considerar.

1.1.1.2.2 Señalización

El Contratista debe asegurar a su cargo, el suministro, la colocación, el funcionamiento, el mantenimiento, así como la retirada y recogida al finalizar las obras, de los dispositivos de señalización y de seguridad vial que deben estar adaptados a la reglamentación en vigor y definidos de acuerdo con las autoridades competentes.

Estos dispositivos se refieren a la señalización de diferentes obstáculos:

- La señalización vial provisional, en especial en las intersecciones entre las pistas de obras y las vías públicas.
- La señalización e indicación de los itinerarios de desvío impuestos por la ejecución de las obras que necesiten la interrupción del tráfico, o por la ejecución de ciertas operaciones que hacen necesario el desvío provisional de la circulación.
- Los diversos dispositivos de seguridad vial.

1.1.1.3 Materiales, piezas y equipos en general

1.1.1.3.1 Condiciones generales

Todos los materiales, piezas, equipos y productos industriales, en general, utilizados en la instalación, deberán ajustarse a las calidades y condiciones técnicas impuestas en el presente Pliego. En consecuencia, el Contratista no podrá introducir modificación alguna respecto a los referidos materiales, piezas y equipos sin previa y expresa autorización del Director de la Obra.

1.1.1.3.2 Autorización previa del director de la obra para la incorporación o empleo de materiales, piezas o equipos en la instalación

En los supuestos que no existieran Instrucciones, Normas o Especificaciones Técnicas de aplicación a los materiales, piezas y equipos, el Contratista deberá remitir al Director de la Obra, para su aprobación, con carácter previo a su montaje, las especificaciones técnicas por él propuestas o utilizadas; dicha aprobación no exime al Contratista de su responsabilidad.

Siempre que el Contratista en su oferta, se viera obligado a suministrar determinadas piezas, equipos o productos industriales, de marcas y/o modelos concretos, se entenderá que las

mismas satisfacen las calidades y exigencias técnicas a las que hacen referencia los apartados anteriores.

Por razones de seguridad de las personas o los bienes, o por razones de calidad del servicio, el Director de la Obra podrá imponer el empleo de materiales, equipos y productos homologados o procedentes de instalaciones de producción homologadas. Para tales materiales, equipos y productos el Contratista queda obligado a presentar al Director de la Obra los correspondientes certificados de homologación. En su defecto, el Contratista queda asimismo obligado a presentar cuanta documentación sea precisa y a realizar, por su cuenta y cargo, los ensayos y pruebas en Laboratorios o Centros de Investigación oficiales necesarios para proceder a dicha homologación.

1.1.1.3.3 Ensayos y pruebas

Los ensayos, análisis y pruebas que deben realizarse con los materiales, piezas y equipos que han de entrar en la obra, para fijar si reúnen las condiciones estipuladas en el presente Pliego se verificarán bajo la dirección del Director de la Obra.

El Director de la Obra determinará la frecuencia y tipo de ensayos y pruebas a realizar, salvo que ya fueran especificadas en el presente Pliego.

El Contratista, bien personalmente, bien delegando en otra persona, podrá presenciar los ensayos y pruebas.

Será obligación del Contratista avisar al Director de la Obra con antelación suficiente del acopio de materiales, piezas y equipos que pretenda utilizar en la ejecución de la Obra, para que puedan ser realizados a tiempo los ensayos oportunos.

1.1.1.3.4 Caso de que los materiales, piezas o equipos no satisfagan las condiciones técnicas

En el caso de que los resultados de los ensayos y pruebas sean desfavorables, el Director de la Obra podrá elegir entre rechazar la totalidad de la partida controlada o ejecutar un control detallado del material, piezas o equipo, en examen.

A la vista de los resultados de los nuevos ensayos, el Director de la Obra decidirá sobre la aceptación total a parcial del material, piezas o equipos o su rechazo.

Todo material, piezas o equipo que haya sido rechazado será retirado de la Obra inmediatamente, salvo autorización expresa del Director.

1.1.1.3.5 Marcas de fabricación

Todas las piezas y equipos estarán provistos de placa metálica, rótulo u otro sistema de identificación con los datos mínimos siguientes:

- Nombre del fabricante.
- Tipo o clase de la pieza o equipos.
- Material de que están fabricados.
- N° de fabricación.

· Fecha de fabricación.

1.1.1.3.6 Acopios

Los materiales, piezas o equipos se almacenarán de tal modo que se asegure la conservación de sus características y aptitudes para su empleo en la obra y de forma que se facilite su inspección.

El Director de la Obra podrá ordenar, si lo considera necesario el uso de plataformas adecuadas, cobertizos o edificios provisionales para la protección de aquellos materiales, piezas o equipos que lo requieran, siendo las mismas a cargo y cuenta del Contratista.

1.1.1.3.7 Responsabilidad del contratista

El empleo de los materiales, piezas o equipos, no excluye la responsabilidad del Contratista por la calidad de ellos y quedará subsistente hasta que se reciba definitivamente la Obra en la cual dichos materiales, piezas o equipos se han empleado.

El Contratista será, asimismo, responsable de la custodia de los materiales acopiados.

1.1.1.3.8 Materiales, equipos y productos industriales aportados por el contratista y no empleados en la instalación

El Contratista, a medida que vaya ejecutando la Obra, deberá proceder, por su cuenta, a la retirada de los materiales, equipos y productos industriales acopiados y que no tengan ya empleo en la misma.

1.1.1.4 Protección de la calidad de las aguas y sistemas de depuración primaria

De manera general, asociadas a las instalaciones en las que pueda generarse cualquier tipo de aguas residuales (especialmente en parques de maquinaria y zonas de vertido o acopio de tierras), el Contratista diseñará y ejecutará a su cargo las instalaciones adecuadas -correctamente dimensionadas, lo que se estudiará y reflejará explícitamente- para el desbaste y decantación de sólidos (balsas de decantación).

Dichos sistemas se localizarán detalladamente y se incluirán en la propuesta del Contratista los planos de detalles constructivos, presentados de modo claro y homogéneo a la conformidad de la Dirección de Obra.

En las zonas de parques de maquinarias o instalaciones donde puedan manejarse materiales potencialmente contaminantes deben incorporarse sistemas de protección ante vertidos accidentales, como zanjas de filtración o impermeabilización del suelo.

1.1.1.5 Tratamiento y gestión de residuos

Los vertidos de aceites, combustibles y otros sólidos procedentes de las zonas de instalaciones no serán en ningún caso vertidos a los cursos de agua o al terreno. La gestión de esos productos residuales deberá estar de acuerdo con la normativa aplicable en cada caso (residuos sólidos urbanos, residuos tóxicos y peligrosos, residuos inertes, etc.). En este

sentido, el Contratista incorporará a su cargo las medidas para la adecuada gestión y tratamiento en cada caso.

Los parques de maquinaria incorporarán plataformas completamente impermeabilizadas y con sistemas de recogida de residuos y específicamente de aceites usados, para las operaciones de repostaje, cambio de lubricantes y lavado.

De manera específica, se deberán definir los lugares y sistemas de tratamiento de las aguas procedentes del lavado.

Para evitar la contaminación de las aguas y del suelo por vertidos accidentales, las superficies sobre las que se ubiquen las instalaciones auxiliares deberán tener un sistema de drenaje superficial, de modo que los líquidos circulen por gravedad y se pueda recoger en las balsas de decantación cualquier derrame accidental antes de su filtración en el suelo.

1.1.1.6 Desarrollo de la vigilancia ambiental

La vigilancia ambiental de las obras tiene como objetivos básicos:

- Velar para que, en relación con el medio ambiente, las obras se realicen según el proyecto y las condiciones de su aprobación.
- Verificar la exactitud y corrección de la Evaluación de Impacto Ambiental realizada.

El Contratista deberá nombrar un Responsable Técnico de Medio Ambiente que será el responsable de la realización de las medidas preventivas, en las condiciones previstas en el Pliego de Prescripciones Técnicas del proyecto, y de proporcionar a ADIF la información y los medios necesarios para el correcto cumplimiento del Plan de Vigilancia Ambiental del proyecto.

1.1.1.7 Afección por ruidos y vibraciones

El ruido que emitan las instalaciones en funcionamiento no será molesto o perjudicial para las personas que se encuentren en las proximidades o en las edificaciones cercanas. El nivel de ruido exterior generado por los sistemas, con todas las posibles fuentes generadoras en funcionamiento, no podrán exceder los niveles especificados medidos con aire en calma en el entorno del sistema. Si no se respetan los niveles de ruido requeridos, el Contratista, a su coste, deberá diseñar e instalar medidas adicionales de reducción de ruido en la fuente, de forma que no se excedan dichos límites.

En fase de proyecto de detalle, el Contratista queda obligado a estudiar las medidas correctoras destinadas a evitar la emisión sonora fuera de los límites de las instalaciones objeto del Proyecto por encima de los límites reglamentarios, introduciendo pantallas acústicas (arbolado, cerramientos, etc.) en aquellas direcciones con núcleos de población donde pueda incumplirse la normativa.

No se admitirán tonos puros apreciables. Si existen, deberán eliminarse mediante modificación del diseño o con medidas de control. Se define tono puro como una banda de 1/3 de octava exceda la media aritmética de dos bandas adyacentes en 4 dB(A) o más, en la gama de frecuencias entre 250 y 8.000 Hz. Se considerará que existe un tono puro cuando la

banda de 1/3 de octava que contiene el tono puro contribuya en más de 1 db(A) al nivel de ruido general.

Las vibraciones producidas por los sistemas objeto del presente Proyecto deben ser imperceptibles en las cercanías o en el interior de los edificios cercanos.

1.1.2 Marco normativo

Los materiales, aparatos, máquinas, conjuntos y subconjuntos integrantes de las subestaciones y centros de autotransformación asociados de este Proyecto cumplen las normas, especificaciones técnicas y homologaciones que le son de aplicación y que se establecen de obligado cumplimiento por el Ministerio de Fomento, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF).

Si se produce una discrepancia entre los términos de una prescripción análoga contenida en la Normativa o Especificaciones de Obligado Cumplimiento susceptibles de aplicación prevalecerá la más exigente.

1.1.2.1 Normas generales de aplicación

- Normas ISO (International Standardization Organization).
- Normas UNE (Una Norma Española).
- Directiva 2008/57/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de junio de 2008 sobre la interoperabilidad del sistema ferroviario dentro de la Comunidad.
- UIC, Normas de la Unión Internacional de Ferrocarriles.
- CEI, Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional.
- Normas CENELEC, Comité Europeo para la Normalización.

1.1.2.2 Normas particulares de aplicación

- R.D. 337/2014 de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- R.D. 223/2008 de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- R.D. 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- R.D. 485/1997 de 14 de abril sobre Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- R.D. 1215/1997 de 18 de julio sobre Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la Utilización por los trabajadores de los Equipos de Trabajo.

- R.D. 2177/2004 de 12 de noviembre por el que se modifica el R.D. 1215/1997 en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 2/1989 de 18 de julio de la Comunidad Autónoma de Andalucía por la que se aprueba el inventario de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía y se establecen medidas adicionales para su protección.
- Ley 7/2007 de 9 de julio de la Comunidad Autónoma de Andalucía sobre la Gestión Integral de la Calidad Ambiental (GICA).
- Decreto-ley 3/2015 de 3 de marzo de la Comunidad Autónoma de Andalucía por el que se modifica la Ley 7/2007 gestión integrada de la calidad.
- Normas REE: Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español.
- Condiciones Técnicas Particulares de ADIF.
- Condiciones impuestas por organismos públicos afectados y ordenanzas municipales.

1.1.2.3 Prelación entre normativas

Las Prescripciones Técnicas Particulares prevalecerán, en su caso, sobre las Prescripciones Técnicas Generales.

1.1.3 Prelaciones entre los documentos del Proyecto y/o la normativa

1.1.3.1 Contradicciones entre documentos del proyecto

En el caso de que aparezcan contradicciones entre los documentos contractuales, la interpretación corresponderá al Director de Obra, estableciéndose el criterio general de que, salvo indicación de lo contrario, prevalece lo establecido en el Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares.

Lo mencionado en el Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares y omitido en los Planos, o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviese expuesto en ambos documentos; siempre que, quede suficientemente definida la unidad de obra correspondiente y ésta tenga precio en el Contrato.

El Contratista estará obligado a poner cuanto antes en conocimiento del Ingeniero Director de las obras cualquier discrepancia que observe entre los distintos documentos del Proyecto o cualquier otra circunstancia surgida durante la ejecución de los trabajos que diese lugar a posibles modificaciones del Proyecto.

1.1.3.2 Contradicciones entre el Proyecto y la legislación administrativa general

En tal caso, prevalecerán las disposiciones generales: Leyes, Reglamentos y R.D.

1.1.3.3 Contradicciones entre el Proyecto y la normativa técnica

Como criterio general, prevalecerá lo establecido en el Proyecto, salvo que en el Pliego se haga remisión expresa de que es de aplicación preferente un Artículo preciso de una norma concreta, en cuyo caso prevalecerá lo establecido en dicho Artículo.

1.2 Disposiciones generales

Las relaciones entre el Contratista y la Dirección de las Obras se regirán conforme a lo establecido en el contrato, es decir, el Pliego de Cláusulas Administrativas Particulares, el Pliego de Prescripciones Técnicas y la Oferta adjudicataria.

1.2.1 Representantes de la administración y el contratista

Director de Obra

El Gestor de Infraestructuras Ferroviarias designará al Director de obra que será responsable de la dirección de las obras y asumirá la representación de ADIF ante el contratista.

Director de Calidad

Responsable, designado por ADIF, para la dirección y coordinación del control de calidad de las obras.

Jefe de Proyecto

Responsable del Contratista en cuanto al diseño y concepción de las soluciones técnicas del Proyecto contratado.

Jefe de Obra

Persona que como máximo representante del Contratista durante la fase de montaje será el responsable absoluto de los trabajos contratados desde el inicio de los mismos hasta su puesta en servicio.

El Jefe de Obra será un Ingeniero Superior o Ingeniero Técnico, asistido por un equipo suficientemente cualificado y dimensionado, con autoridad suficiente para ejecutar las obras relativas al cumplimiento del contrato.

1.2.2 Autoridad del director de las obras

ADIF, a través de la Dirección de Obra, efectuará la inspección, comprobación y vigilancia de la correcta realización de la obra contratada y resolverá en general todos los problemas que se planteen durante la ejecución de los trabajos del presente Proyecto.

1.2.3 Personal del contratista

El delegado del Contratista tendrá la titulación exigida por ADIF. Será el Jefe de Obra y quedará adscrito a ella con carácter exclusivo. El resto del personal del Contratista adscrito a la obra será igualmente el que exija el ADIF.

El Jefe de Obra será formalmente propuesto por el Contratista al Ingeniero Director de la obra, para su aceptación, que podrá ser denegada por el Director, en un principio y en

cualquier momento del curso de la obra, si hubiere motivos para ello. Tendrá obligación de residencia en el lugar de la obra.

No podrá ser sustituido por el Contratista sin la conformidad del Director de la Obra. El Director podrá exigir que no se trabaje si no hay nombrado, aceptado y presente un Ingeniero Jefe de Obra y Delegado del Contratista, siendo en tal caso el Contratista responsable de la demora y de sus consecuencias.

1.2.4 Plazo de ejecución de las obras

En el plazo de un mes desde la firma del contrato se efectuará la comprobación del replanteo de las obras en presencia del Contratista y se firmará el correspondiente Acta de la comprobación del replanteo.

El Contratista presentará en un plazo de un mes desde la notificación de la autoridad para iniciar las obras, un programa detallado de trabajo que desarrolle el presentado en la proposición aceptada por ADIF. El programa, una vez aprobado por ADIF se incorporará al Contrato. Cada vez que se modifiquen las condiciones contractuales, el Contratista actualizará el programa.

Dicho programa tendrá carácter contractual, tanto en su plazo total como en los plazos parciales, así como todas las modificaciones que pudieran introducirse en él, autorizadas por el Director del Proyecto.

El programa, una vez aprobado por ADIF, se incorporará al Contrato, sea con las anualidades reajustadas o con las de la adjudicación, a cuyo efecto el contratista puede solicitar de la Dirección de Obra las certificaciones anticipadas que correspondan.

La pérdida de la garantía o los importes de las penalidades no excluyen la indemnización de daños y perjuicios a que pueda tener derecho ADIF, originados por la demora del Contratista.

1.2.5 Contraindicaciones, omisiones y modificaciones

El Contratista estará obligado a poner cuanto antes en conocimiento del Director de la Obra cualquier discrepancia que observe entre los distintos planos del Proyecto o cualquier otra circunstancia surgida durante la ejecución de los trabajos, que diese lugar a posibles modificaciones del Proyecto.

Como consecuencia de la información recibida del Contratista, o por propia iniciativa a la vista de las necesidades de la obra, el Director de la misma podrá proponer al contratista las modificaciones que considere necesarias de acuerdo con el presente Pliego.

1.2.6 Ensayos y reconocimientos durante la ejecución de las obras

El Contratista deberá realizar a su cargo los ensayos y reconocimientos más o menos minuciosos de verificación durante la ejecución de la obra, en una cuantía de hasta el 1% del Presupuesto de Ejecución Material del Proyecto.

Los ensayos realizados no tienen otro carácter que el de simples antecedentes para la recepción. Por consiguiente, la admisión de materiales, fábricas o instalaciones en cualquier forma que se realice, antes de la recepción, no atenúa las obligaciones a subsanar o reponer que el Contratista contrae si las obras resultasen inaceptables, parcial o totalmente, en el momento de la recepción definitiva.

1.2.7 Instalaciones afectadas

Cuando, durante la ejecución de los trabajos, se encuentren servicios o instalaciones cuya existencia en el subsuelo no se conocían de antemano y resulten afectados por la obra, el Contratista deberá confeccionar los oportunos planos que detallen dichos servicios o instalaciones, tanto en uso como sin utilización y conocidos o no previamente, con su situación primitiva y la definitiva en caso de tener que ser modificados, indicando todas las características posibles, incluida mención de la Entidad propietaria o explotadora. Dichos planos deberán presentarse al Director de Obra al finalizar cada tramo específico de los trabajos.

1.2.8 Derechos y obligaciones del contratista

El Contratista tendrá derecho al abono de las obras ejecutadas.

Las obras se ejecutarán con estricta sujeción a las estipulaciones contenidas en el pliego de cláusulas administrativas particulares y al proyecto que sirve de base al contrato y conforme a las instrucciones que en interpretación técnica de este diera al Contratista el Director Facultativo de las obras.

El Contratista podrá resolver el contrato y no ejecutar la obra si las variaciones introducidas en el Proyecto como consecuencia de su revisión inicial, modifican en un 20% el presupuesto ofertado de la ejecución de las obras.

En el caso de que, posteriormente, durante la ejecución y explotación de la obra, se produzcan desviaciones en el presupuesto de la obra o daños o perjuicios debidos a errores o indefiniciones del proyecto, el adjudicatario deberá responder de acuerdo a lo previsto en los artículos 218 y 219 de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.

1.2.9 Ordenes al contratista

El Delegado y Jefe de Obra será el interlocutor del Director de la Obra, con obligación de recibir todas las comunicaciones verbales y/o escritas que dé el Director, directamente o a través de otras personas, debiendo cerciorarse, en este caso, de que están autorizadas para ello y/o verificar el mensaje y confirmarlo, según su procedencia, urgencia e importancia. Todo ello sin perjuicio de que el Director pueda comunicar directamente con el resto del personal subalterno, que deberá informar seguidamente a su Jefe de Obra.

El Delegado es responsable de que dichas comunicaciones lleguen fielmente hasta las personas que deben ejecutarlas y de que se ejecuten. Es responsable de que todas las comunicaciones escritas de la Dirección de Obra, incluso planos de obra, ensayos y mediciones, estén custodiadas, ordenadas cronológicamente y disponibles en obra para su consulta en cualquier momento. El Delegado deberá acompañar al Ingeniero Director en todas sus visitas de inspección a la obra y transmitir inmediatamente a su personal las

instrucciones que reciba del Director. El Delegado tendrá obligación de estar enterado de todas las circunstancias y desarrollo de los trabajos de la obra e informará al Director a su requerimiento en todo momento, o sin necesidad de requerimiento, si fuese necesario o conveniente.

Lo expresado vale también para los trabajos que efectuasen subcontratistas o destajistas, en el caso de que fuesen autorizados por la Dirección.

Se abrirá el libro de Órdenes, que será diligenciado por el Director y permanecerá custodiado en obra por el Contratista. El Delegado deberá llevarlo consigo al acompañar en cada visita al Ingeniero Director. Se cumplirá, respecto al Libro de Ordenes, lo dispuesto en el Pliego de Cláusulas Administrativas Generales para la contratación de obras del Estado.

Se abrirá el libro de Incidencias. Constarán en él todas aquellas circunstancias y detalles relativos al desarrollo de las obras que el Director considere oportunos y, entre otros, con carácter diario, los siguientes:

- Condiciones atmosféricas generales.
- Relación de trabajos efectuados, con detalle de su localización dentro de la obra.
- Relación de ensayos efectuados, con resumen de los resultados o relación de los documentos en que éstos se recogen.
- Relación de maquinaria en obra, diferenciando la activa, la meramente presente y la averiada o en reparación.
- Cualquier otra circunstancia que pueda influir en la calidad o el ritmo de ejecución de la obra. Como simplificación, el Ingeniero Director podrá disponer que estas incidencias figuren en partes de obra diarios, que se custodiarán ordenados como anejo al Libro de Incidencias.

El Libro de Incidencias permanecerá custodiado por la Dirección de Obra.


1.2.10 Abonos al contratista

El importe de las obras ejecutadas se acreditará mensualmente al Contratista, por medio de certificaciones expedidas por ADIF y tramitadas por el Director de la Obra.

Dichas certificaciones tienen la consideración de pagos a buena cuenta, sujetos a las rectificaciones y variaciones que se produzcan en la medición final, y sin superar, en forma alguna, aprobación y recepción de las obras que comprenden.

El Contratista podrá desarrollar los trabajos con mayor celeridad que la necesaria para la ejecución de la obra en el plazo o plazos contractuales, salvo que a juicio de la Dirección de la obra, existiesen razones para no estimarlo conveniente. Sin embargo, no tendrá derecho a percibir en cada año, cualquiera que sea el importe de lo ejecutado o de las certificaciones expedidas, mayor cantidad que la considerada en la anualidad correspondiente. Para el cómputo del tiempo de demora en el pago al Contratista, se tendrá en cuenta la fecha en la que aquel debió ser satisfecho.

Se podrán verificar abonos a cuentas, previa petición escrita del Contratista, por instalaciones, acopio de materiales o equipos de maquinaria adscritos a la obra previa adopción de las garantías que para estos casos se establecen en la Ley de Contratos del

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	PLIEGO DE CONDICIONES
---	---	-----------------------

Sector Público R.D. 3/2011 de 14 de noviembre y en el Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas R.D. 1098/2001 de 12 de octubre.

Abonos a cuenta por materiales acopiados

Cuando no haya peligro de que los materiales recibidos como útiles y almacenados en la obra o en los almacenes autorizados para su acopio, sufran deterioro o desaparezcan, se podrá abonar al Contratista a juicio de ADIF, hasta el 75% de su valor, incluyendo tal partida en la relación valorada mensual y teniendo en cuenta este adelanto para reducirlo más tarde del importe total de las unidades de la obra en que queden incluidos tales materiales.

Abonos a cuenta por instalaciones y equipos

Podrán concederse abonos a cuenta por razón del equipo y de las instalaciones necesarias para la ejecución de la obra, si son propiedad del Contratista, se hallan en disposición de ser utilizados y dicha utilización ha de tener lugar en plazo inmediato de acuerdo con el programa de trabajo.

1.2.11 Cumplimiento de ordenanzas y normativas vigentes

Además de lo señalado en el Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares del Proyecto, durante la vigencia del Contrato regirá el Pliego de Cláusulas Administrativas Generales para la Contratación de Obras del Estado, Decreto 3854/1970 de 31 de diciembre, así como las disposiciones que lo complementen o modifiquen.

La Contrata queda obligada a cumplimentar cuantas disposiciones, ordenanzas y normativas oficiales sean de aplicación a las obras de este Proyecto, aunque no hayan sido mencionadas en los artículos de este Pliego y a aceptar cualquier Instrucción, Reglamento o Norma que pueda dictarse por ADIF, la Comunidad Autónoma, etc. durante la ejecución de los trabajos.

1.2.12 Plan de obra y orden de ejecución

En los plazos previstos en la Legislación sobre Contratos con el Estado, el Contratista someterá a la aprobación de la Administración el Plan de Obra que haya previsto, con especificación de los plazos parciales y fecha de terminación de las distintas instalaciones y unidades de obra, compatibles con el plazo total de ejecución. Este Plan, una vez aprobado, adquirirá carácter contractual. Su incumplimiento, aún en plazos parciales, dará objeto a las sanciones previstas en la legislación vigente, sin obstáculo de que la Dirección de Obra pueda exigir al Contratista que disponga los medios necesarios para recuperar el retraso u ordenar a un tercero la realización sustitutoria de las unidades pendientes, con cargo al Contratista.

Dicho Plan de Obra contendrá un diagrama de barras valorado y un PERT relacionado con aquél, con el estudio de actividades críticas para la Obra.

El Contratista presentará, asimismo, una relación complementaria de los servicios, equipos y maquinaria que se compromete a utilizar en cada una de las etapas del Plan. Los medios propuestos quedarán adscritos a la obra durante su ejecución, sin que en ningún caso pueda retirarlos el Contratista sin la autorización escrita del Director de la Obra.

Además, el Contratista deberá aumentar el personal técnico, los medios auxiliares, la maquinaria y la mano de obra siempre que la Administración se lo ordene tras comprobar que ello es necesario para la ejecución de los plazos previstos en el Contrato. La Administración se reserva, asimismo, el derecho a prohibir que se comiencen nuevos trabajos, siempre que vaya en perjuicio de las obras ya iniciadas y el Director de Obra podrá exigir la terminación de una sección en ejecución antes de que se proceda a realizar obras en otra.

La aceptación del Plan de realización y de los medios auxiliares propuestos no eximirá al Contratista de responsabilidad alguna en caso de incumplimiento de los plazos parciales o totales convenidos.

Será motivo suficiente de sanción la falta de la maquinaria prometida, a juicio del Director de la Obra.

Cuando el Director de la Obra lo estime necesario, podrá tomar a su cargo la organización directa de los trabajos, siendo todas las órdenes obligatorias para el Contratista y sin que pueda admitirse reclamación alguna fundada en este particular.

El Contratista contrae, asimismo, la obligación de ejecutar las obras en aquellos términos que designe el Director de la Obra aún cuando esto suponga una alteración del programa general de realización de los trabajos.

Esta decisión del Director de la Obra podrá hacerse con cualquier motivo que la Administración estime suficiente y, de un modo especial, para que no se produzca paralización de las obras o disminución importante en su ritmo de ejecución o cuando la realización del programa general exija determinados acondicionamientos de frentes de trabajo o la modificación previa de algunos servicios públicos y en cambio, sea posible proceder a la ejecución inmediata de otros.

1.2.13 Inspección de las obras e instalaciones

El Contratista proporcionará al Director, o a sus representantes, toda clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y pruebas o ensayos de materiales de todos los trabajos, con objeto de comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el Pliego de Prescripciones Técnicas, permitiendo y facilitando el acceso a todas las partes de las obras e instalaciones, incluso a las fábricas o talleres en que se produzcan materiales o se realicen trabajos para las obras.

La inspección de las obras se podrá realizar por el personal técnico que el Director de Obra designe o Entidad cualificada en la que delegue, siendo por tanto obligación del Contratista el facilitar a dicho personal o a sus subalternos, todas las facilidades necesarias para efectuar las operaciones citadas anteriormente.

1.2.14 Terrenos disponibles para la ejecución de los trabajos

El Contratista podrá disponer de aquellos espacios adyacentes o próximos al tajo mismo de obra, expresamente recogidos en el proyecto como ocupación temporal, para el acopio de materiales, la ubicación de instalaciones auxiliares o el movimiento de equipos y personal.

Será de su cuenta y responsabilidad la reposición de estos terrenos a su estado original y la reparación de los deterioros que hubiera podido ocasionar en las propiedades.

Será también de cuenta del Contratista la provisión de aquellos espacios y accesos provisionales que, no estando expresamente recogidos en el proyecto, decidiera utilizar para la ejecución de las obras.

1.2.15 Acceso a las obras

Construcción de caminos de acceso

Los caminos y accesos provisionales a los diferentes tajos serán construidos por el Contratista, bajo su responsabilidad y por su cuenta. La Dirección de Obra podrá pedir que todos o parte de ellos sean construidos antes de la iniciación de las obras.

El Contratista quedará obligado a reconstruir por su cuenta todas aquellas obras, construcciones e instalaciones de servicio público o privado, tales como cables, aceras, cunetas, alcantarillado, etc., que se vean afectados por la construcción de los caminos, aceras y obras provisionales. Igualmente deberá colocar la señalización necesaria en los cruces o desvíos con carreteras y retirar de la obra a su cuenta y riesgo, todos los materiales y medios de construcción sobrantes, una vez terminada aquella, dejando la zona perfectamente limpia.

Estos caminos o accesos provisionales estarán situados dentro de la zona de ocupación de las obras definitivas, o se utilizarán caminos actualmente existentes.

Conservación y uso

El Contratista conservará en condiciones adecuadas para su utilización los accesos y caminos provisionales de obra.

En el caso de caminos que han de ser utilizados por varios Contratistas, éstos deberán ponerse de acuerdo entre sí sobre el reparto de los gastos de su construcción y conservación, que se hará en proporción al tráfico generado por cada Contratista. La Dirección de Obra, en caso de discrepancia, realizará el reparto de los citados gastos, abonando o descontando las cantidades resultantes, si fuese necesario, de los pagos correspondientes a cada Contratista.

Los caminos particulares o públicos usados por el Contratista para el acceso a las obras y que hayan sido dañados por dicho uso, deberán ser reparados por su cuenta.

La Administración se reserva para sí y para los Contratistas a quienes encomiende trabajos de reconocimiento, sondeos e inyecciones, suministros y montajes especiales, etc., el uso de todos los caminos de acceso construidos por el Contratista, sin colaborar en los gastos de conservación.

Ocupación temporal de terrenos para construcción de caminos de acceso a las obras

Las autorizaciones necesarias para ocupar temporalmente terrenos para la construcción de caminos provisionales de acceso a las obras, no previstos en el Proyecto, serán gestionadas por el Contratista, quien deberá satisfacer por su cuenta las indemnizaciones correspondientes y realizar los trabajos para restituir los terrenos a su estado inicial tras la ocupación temporal.

1.2.16 Coordinación con los trabajos de infraestructura y vía

Las instalaciones de las subestaciones y centros autotransformadores tienen como hitos para su planificación los correspondientes a las obras de infraestructura y vía, cuyos avances deberán ser informados al Contratista por ADIF durante la marcha del Proyecto. Este hecho, conjuntamente con los hitos relacionados con terceros adjudicatarios de esta obra, obligará a una estrecha coordinación que tenga en cuenta las interdependencias entre los diferentes programas, a fin de consolidar las mismas en un cronograma común para las principales actividades del Proyecto. Estos hitos se indicarán en el Plan de Obra del Contratista y de ellos depende el cumplimiento de los plazos comprometidos. El Director de Obra será el único árbitro, en los conflictos que puedan plantearse entre las partes.

1.2.17 Ensayos y análisis de los materiales y unidades de obra

La Dirección puede ordenar que se verifiquen los ensayos y análisis de materiales y unidades de obra que en cada caso resulten pertinentes y fijará el número, forma y dimensiones y demás características que deben reunir las muestras y probetas para ensayo y análisis, caso de que no exista disposición general al efecto, ni establezca tales datos el Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares.

El Contratista deberá disponer y mantener en la obra un laboratorio con los medios necesarios, en personal y material. El Director de las Obras o su representante tendrán, de forma permanente, libre acceso al mismo.

En caso de insuficiencia o de mal funcionamiento del laboratorio de obra, el Director de Obra puede exigir que los ensayos se realicen en un laboratorio escogido por él, a cargo del Contratista, sin que éste pueda presentar reclamaciones en razón de los retrasos o de las interrupciones de las obras resultantes de esta obligación.

Los ensayos se efectuarán en presencia de vigilantes designados por el Director de Obra; el Contratista tiene la obligación de poner a la disposición de los representantes de la Administración unos locales de obra correctamente equipados (electricidad, calefacción, aire acondicionado, teléfono, agua, sanitario, superficie indicada en las cláusulas administrativas de los contratos y mobiliario funcional).

1.2.18 Responsabilidad y obligaciones generales del contratista

El Contratista adoptará las medidas necesarias para que durante la ejecución de los trabajos encomendados quede asegurada la protección de terceros, siendo de su total responsabilidad las indemnizaciones por daños y perjuicios que pueden ocasionarse como consecuencia de aquellos si, a tenor de las disposiciones y Leyes vigentes, incurriese en culpabilidad.

De esta forma, el Contratista estará obligado al cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia laboral, de seguridad social y de seguridad y salud en el trabajo, estando obligado a suscribir una póliza de Responsabilidad Civil por daños a terceros.

1.2.19 Maquinaria, herramientas y medios auxiliares

La maquinaria, herramienta y medios auxiliares que emplee el Contratista para la ejecución de los trabajos no serán nunca abonables, pues ya se han tenido en cuenta al hacer la

composición de los precios, entendiéndose que aunque no figuren indicados de una manera explícita alguno de ellos, todos se considerarán incluidos en el precio correspondiente.

Los medios auxiliares que garanticen la seguridad del personal operativo son de exclusiva responsabilidad y cargo de Contratista.

1.2.20 Estudio de seguridad y salud

De acuerdo con el Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, el Contratista elaborará un Plan de Seguridad y Salud ajustado a su forma y medios de trabajo. La valoración de ese Plan no excederá del presupuesto resultante del Estudio de Seguridad y Salud que forma parte de este Proyecto entendiéndose, de otro modo, que cualquier exceso está comprendido en el porcentaje de coste indirecto que forma parte de los precios del Proyecto.

El abono del presupuesto correspondiente al Estudio de Seguridad y Salud se realizará de acuerdo con el correspondiente cuadro de precios que figura en el mismo o, en su caso, en el del Plan de Seguridad y Salud en el trabajo, aprobado por la Administración, y que se consideran documentos del contrato a dichos efectos.

1.2.21 Vigilancia de las obras

El Ingeniero Director establecerá la vigilancia de las obras que estime necesaria, designando al personal y estableciendo las funciones y controles a realizar.

El Contratista facilitará el acceso a todos los tajos y la información requerida por el personal asignado a estas funciones. Asimismo, el Director de Obra, o el personal en que delegue, tendrá acceso a las fábricas, acopios, etc. de aquellos suministradores que hayan de actuar como subcontratistas, con objeto de examinar procesos de fabricación, controles, etc. de los materiales a enviar a obra.

1.2.22 Reglamentación y accidentes de trabajo

El Contratista deberá atenerse en la ejecución de estas obras, y en lo que le sea aplicable, a cuantas disposiciones se hayan dictado o que en lo sucesivo se dicten, regulando las condiciones laborales en las obras por contrata con destino a la Administración pública.

1.2.23 Subcontratos

Ninguna parte de la obra podrá ser subcontratada sin consentimiento previo, solicitado por escrito, del Director de la Obra. Dicha solicitud incluirá los datos precisos para garantizar que el subcontratista posee la capacidad suficiente para hacerse cargo de los trabajos en cuestión.

La aceptación del subcontrato no releva al Contratista de su responsabilidad contractual.

El Director de la Obra estará facultado para decidir la exclusión de aquellos subcontratistas que, previamente aceptados, no demuestren durante los trabajos poseer las condiciones requeridas para la ejecución de los mismos. El Contratista deberá adoptar las medidas precisas e inmediatas para la rescisión de dichos subcontratos.

1.2.24 Reposiciones

Se entiende por reposiciones a las reconstrucciones de aquellas fábricas e instalaciones que hayan sido necesario demoler para la ejecución de las obras, y deben de quedar en iguales condiciones que antes de la obra. Las características de estas obras serán iguales a las demolidas debiendo quedar con el mismo grado de calidad y funcionalidad.

El Contratista estará obligado a ejecutar la reposición de todos los servicios y demás obras necesarias, siéndole únicamente de abono y a los precios que figuran en el Cuadro del Presupuesto de Obras las que, a juicio del Director de la Obra, sean consecuencia obligada de la ejecución del proyecto contratado.

Todas las reparaciones de roturas o averías en los diversos servicios públicos o particulares, las tendrá, asimismo, que realizar el Contratista por su cuenta exclusiva, sin derecho a abono de cantidad alguna.

1.2.25 Gastos de carácter general a cargo del contratista

Todos los gastos por accesos a las obras y a sus tajos de obra, tanto nuevos como de adecuación de existentes, las ocupaciones temporales, conservaciones, restituciones de servicios, restitución del paisaje natural y demás temas que incidan sobre los servicios públicos o comunitarios en sus aspectos físicos y medio ambientales, serán por cuenta del Contratista sin que pueda reclamar abono alguno por ello entendiéndose que están incluidos expresa y tácitamente en todos y cada uno de los precios de las unidades de obra consignadas en los Cuadros de Precios.

Serán de cuenta del Contratista los daños que puedan ser producidos durante la ejecución de las obras en los servicios e instalaciones próximas a la zona de trabajos. El Contratista será responsable de su localización y señalización, sin derecho a reclamación de cobro adicional por los gastos que ello origine o las pérdidas de rendimiento que se deriven de la presencia de estos servicios.

De acuerdo con el párrafo anterior el Contratista deberá proceder de manera inmediata a indemnizar y reparar de forma aceptable todos los daños y perjuicios, imputables a él, ocasionados a personas, servicios o propiedades públicas o privadas.

Serán también de cuenta del Contratista los gastos que originen el replanteo general de las obras o su comprobación y los replanteos parciales de las mismas; los de construcción, remoción y retirada de toda clase de instalaciones y construcciones auxiliares; los de alquiler o adquisición de terrenos para depósitos de maquinaria y materiales; los de protección de acopios y de la propia obra contra todo deterioro, daño o incendio, cumpliendo los requisitos vigentes para el almacenamiento de explosivos y carburantes; los de limpieza y evacuación de desperdicios y basura; los de remoción de las instalaciones, herramientas, materiales y limpieza general de la obra o su terminación; los de retirada de los materiales rechazados y corrección de las deficiencias observadas y puestas de manifiesto por los correspondientes ensayos y pruebas.

Igualmente serán de cuenta del Contratista las diversas cargas fiscales derivadas de las disposiciones legales vigentes y las que determinan el correspondiente Pliego de Cláusulas

Administrativas Particulares, así como los gastos de gestión del Proyecto ante los Organismos Oficiales.

En los casos de resolución de contrato, cualquiera que sea la causa que la motive, serán de cuenta del Contratista los gastos originados por la liquidación, así como los de retirada de los medios auxiliares, empleados o no en la ejecución de las obras.

Los gastos que se originen por atenciones y obligaciones de carácter social, cualquiera que ellos sean, quedan incluidos expresa y tácitamente en todos y cada uno de los precios que para las distintas unidades se consignan en el Cuadro del Presupuesto. El Contratista, por consiguiente, no tendrá derecho alguno a reclamar su abono en otra forma.

1.2.26 Recepciones y liquidación

El contrato se entenderá cumplido por el adjudicatario cuando éste haya realizado, de acuerdo con los términos del mismo y a satisfacción de ADIF, la totalidad de su objeto.

En todo caso su constatación exigirá por parte del Ente un acto formal y positivo de recepción o conformidad de haberse producido la entrega o realización objeto del contrato. Recibido el trabajo objeto del contrato se procederá a la liquidación del mismo.

Formará parte de la liquidación la valoración de los trabajos realmente ejecutados por el suministrador, tomando como base las condiciones económicas establecidas en el contrato y las cantidades cobradas a cuenta como consecuencia de las certificaciones extendidas a su favor.

En la liquidación se incluirán también, en su caso, las indemnizaciones a que tenga derecho el suministrador y se descontarán asimismo las penalizaciones a que se hubiese hecho acreedor.

1.2.27 Revisión de precios

Será la que aparezca en el Pliego de Cláusulas Administrativas Particulares que rija el concurso de acuerdo a la Ley 31/2007 de 30 de octubre, sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales.

1.2.28 Plan de autocontrol de calidad

El Contratista estará obligado a presentar antes de quince días desde la formalización del Acta de la Comprobación de Replanteo, un Plan de Control de Calidad, para su análisis y aprobación por la Dirección de Obra.

El Plan de Autocontrol de la Calidad específico para el desarrollo de los trabajos del presente Proyecto, incluirá todas las actuaciones necesarias para asegurar la correcta ejecución del Contrato, tanto en lo que a procesos se refiere como a los suministros, de acuerdo con las directrices de ADIF, así como el cumplimiento de las condiciones impuestas por la normativa vigente.

El Director de Calidad de ADIF revisará el Plan de Autocontrol de la Calidad y procederá a su aprobación, indicando en su caso que se subsanen las deficiencias

encontradas, y supervisará su aplicación posterior. A su vez, el Adjudicatario velará por su estricto cumplimiento durante el desarrollo de los trabajos.

Se hace especial hincapié en el seguimiento y prevención de las afecciones medioambientales.

1.3 Condiciones técnicas

1.3.1 Objeto

Detallar las características que se exigen a los elementos utilizados para realizar la instalación de las subestaciones y centros de autotransformación asociados.

1.3.2 Ensayos y pruebas

El objeto de los ensayos de recepción es el de comprobar que las instalaciones están de acuerdo con los servicios contratados y que se ajustan, por separado cada uno de los elementos y globalmente, a lo especificado en el Pliego de Condiciones.

Es condición previa para realizar los ensayos de recepción definitiva el que las instalaciones se encuentren totalmente terminadas de acuerdo con el Proyecto y con las modificaciones que por escrito hayan sido acordadas.

También es necesario que hayan sido previamente corregidas todas las anomalías denunciadas a lo largo de la ejecución de la obras y que las instalaciones hayan sido equilibradas, puestas a punto, limpiadas e, incluso, convenientemente rotuladas por parte de la Empresa Instaladora.

La Empresa Instaladora deberá suministrar todo el equipo necesario para efectuar las pruebas, que se realizarán en presencia de un representante de la Dirección de Obra.

Todas las modificaciones, reparaciones y sustituciones necesarias para que las pruebas resulten satisfactorias, a criterio de la Dirección de Obra, serán por cuenta de la Empresa Instaladora.

Las pruebas de la instalación serán, entre otras, las que seguidamente se detallan:

Material eléctrico en general

- Comprobación de que todos los equipos, accesorios, etc. instalados llevan toda la tornillería necesaria y de que la orientación y localización de los mismos permiten una fácil inspección.
- Comprobación de la estanqueidad al agua de los elementos instalados a la intemperie.
- Verificación y comprobación del correcto soporte y/o sujeción de tubos, conducciones, así como sus accesorios.
- Verificación de todas las líneas eléctricas en cuanto aislamiento, conexionado, polaridad, etc.

El Titular de la instalación será informado, con anterioridad, de las pruebas que se vayan a realizar, para su conocimiento y correspondiente autorización.

Interruptores

- Ensayo de resistencia. Mil maniobras de enganche y desenganche a la cadencia convenida.
- Ensayo de rigidez dieléctrica en seco y bajo lluvia entre piezas de baja tensión y tierra a 50 Hz.
- Ensayo de choque.
- Medida de la velocidad de apertura de los contactos.
- Medida de la intensidad absorbida por el motor de tensado de los resortes.

Seccionadores

- Ensayo de calentamiento de contactos.
- Ensayo de rigidez dieléctrica entre piezas de baja tensión y tierra a 50 Hz.
- Ensayo de choque.

Transformadores de potencia

- Ensayo de choque.
- Ensayos de calentamiento
- Medida de la resistencia de los bobinados.
- Medida de la relación de transformación y control del grupo de conexión.
- Medida de la tensión de impedancia, impedancia de corto circuito y pérdidas de carga.
- Medida de pérdidas y corriente en vacío.
- Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial.
- Ensayo de tensión inducida a frecuencia elevada.
- Ensayo impulsos tipo rayo.
- Prueba de onda trunca.
- Medida de impedancia secuencia cero.
- Ensayo de cortocircuito.
- Medida de nivel de ruido.
- Medición de armónicos.
- Pruebas de equipos auxiliares.
- Ensayo de regulación en carga.
- Comprobación de fugas.

Transformadores de tensión

- Ensayo de rigidez dieléctrica.
- Ensayo de precisión, con determinación de las curvas de relación de transformación y ángulo de desfases.
- Ensayo de resistencia a los cortocircuitos.
- Verificación de la polaridad y de la designación de bornes.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial sobre el devanado primario (Prueba aplicada: 75 Hz durante un minuto).
- Prueba de soporte de frecuencia industrial en devanados secundarios (Prueba aplicada: 4 kV, 50 Hz durante un minuto).
- Medición de descarga parcial.

Transformadores de intensidad

- Verificación de la polaridad y de la designación de bornes.

- Prueba de soporte de frecuencia industrial sobre el devanado primario.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial sobre los devanados secundarios.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial entre secciones de devanado.
- Prueba de sobretensión entre espiras en los devanados secundarios.
- Medición de descarga parcial.
- Ensayo de rigidez dieléctrica.
- Ensayo de precisión, con determinación de las curvas de relación de transformación y ángulo de desfases.
- Ensayo de resistencia a los cortocircuitos

Pararrayos (autoválvulas)

- Determinación de las características de tensión e intensidad.
- Ensayos dieléctricos.

Aparatos indicadores

- Ensayo de resistencia a los cortocircuitos.
- Ensayo de precisión.
- Ensayo de amortiguamiento.
- Ensayo de robustez.
- Ensayo de aislamiento.

Contadores de energía

- Valor del par motor a carga.
- Coeficiente de calidad.
- Consumo de bobinas.
- Ensayo de aislamiento.

El Titular podrá realizar los ensayos en los talleres de la casa suministradora sobre un aparato escogido como muestra al azar entre los que formen el lote, de acuerdo con las normas establecidas:

- a) Si el resultado es satisfactorio, el material se expedirá a su lugar de destino.
- b) Si el resultado en uno de los aparatos no fuese satisfactorio, la casa suministradora efectuará por su cuenta el ensayo de todos los aparatos que formen el lote correspondiente.

Todos los transformadores, tanto los de potencia como los de medida y protección, llevarán colocada su placa de características en un lugar visible y seguro. En las placas figurarán el nombre del fabricante, modelo y número de serie, así como grupos de conexión, tensiones nominales, tensiones de aislamiento, frecuencia nominal, potencias de precisión, número de arrollamientos secundarios y cuantos datos sean necesarios y de interés.

Los transformadores de potencia deben tener las ruedas bloqueadas durante su funcionamiento.

En los interruptores automáticos se indicarán claramente las posiciones de "abierto" y "cerrado" mediante rótulos en el mecanismo de maniobra.

Cuando los seccionadores estén equipados con cuchillas de puesta a tierra, deberán estar dotados de un enclavamiento seguro entre las cuchillas principales y las de tierra.

Los ensayos de tensión soportada por las instalaciones o por los distintos aparatos que la componen, estarán destinados a la comprobación de sus niveles de aislamiento. El nivel de aislamiento de los materiales corresponderá con los valores que figuran en la reglamentación para las tensiones nominales de 400, 55 y 27,5 kV para AT y 230 V para BT.

Todos los cables de fuerza, control y señalización instalados exteriormente al transformador, deberán resistir a la degradación de los líquidos aislantes y agentes meteorológicos y no propagar la llama. Idéntico comportamiento se observará para los conductores de la instalación subterránea.

Las uniones de los cables que forman las mallas de tierra y las conexiones de las distintas líneas de tierra a éstas, se realizarán con soldadura exotérmica.

Los cables de unión de las estructuras a la red de tierra que queden en la superficie, se pintarán de amarillo para su fácil detección. Estos cables atravesarán las cimentaciones para su conexión a la malla.

Deberán ponerse a tierra todas las partes metálicas de los transformadores de medida que no se encuentren sometidas a tensión, a fin de evitar posibles contactos.

Después de construida la instalación de tierras, se harán las comprobaciones y verificaciones previstas "in situ" y se efectuarán los cambios necesarios para cumplir las prescripciones generales de seguridad.

Las conducciones y depósitos de almacenamiento de agua, se instalarán suficientemente alejados de los elementos en tensión, de tal forma que su rotura no pueda provocar averías en las instalaciones eléctricas. A tales efectos las canalizaciones principales de agua se dispondrán en un plano inferior respecto de todas las conducciones eléctricas.

El terreno de la instalación deberá ser explanado teniendo en cuenta las disposiciones de drenaje en el caso de utilizar fosas de recogida de aceite, así como para los canales de todos los conductores eléctricos.

1.4 Disposición final

La concurrencia a la licitación que corresponde al presente Proyecto, presupone la plena aceptación de todos y cada uno de los puntos incluidos en el presente Pliego de Condiciones.

Autor del Proyecto


Pedro Martínez Torremocha

DOCUMENTO Nº 5

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE

1. MEMORIA.....	3
1.1 Datos de la obra.....	3
1.2 Descripción de la obra.....	4
1.2.1 Subestaciones de tracción.....	4
1.2.2 Centros de autotransformación.....	4
1.2.3 Unidades del proceso constructivo de ejecución.....	4
1.3 Trabajos con riesgos especiales.....	5
1.3.1 Trabajos contemplados.....	5
1.4 Existencia de instalaciones.....	5
1.4.1 Líneas eléctricas aéreas de alta tensión.....	5
1.5 Seguridad vial – Circulación de personas.....	6
1.6 Riesgos y medidas relativas al emplazamiento y entorno.....	6
1.6.1 Relativos a factores atmosféricos, climatológicos o naturales.....	6
1.6.2 Trabajos en cuadros de eléctricos de baja tensión.....	8
1.6.3 Trabajos en cuadros de eléctricos de alta tensión.....	8
1.6.4 Daños a terceros.....	9
1.6.5 Montaje e instalación de pequeñas estructuras metálicas.....	9
1.7 Identificación de riesgos y medidas preventivas de los puestos de trabajo.....	12
1.7.1 Instalaciones eléctricas provisionales: montaje y mantenimiento.....	12
1.7.2 Procedimiento de seguridad en verificaciones a efectuar antes del inicio de trabajos en instalaciones eléctricas.....	14
1.7.3 Procedimiento de seguridad en instalaciones eléctricas de baja tensión.....	15
1.7.4 Procedimiento de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.....	16
1.7.5 Procedimiento de seguridad en tendido de cable eléctrico.....	19
1.7.6 Instalaciones de higiene y bienestar.....	20
1.7.7 Medicina preventiva y primeros auxilios.....	21
1.7.8 Medios de lucha contra incendios y medidas de emergencia y evacuación.....	22
1.7.9 Normas generales de comportamiento y de circulación.....	23
1.7.10 Medidas higiénicas.....	24
1.7.11 Medidas ergonómicas.....	25
1.7.12 Medidas psicosociales.....	25
1.8 Maquinaria.....	25
1.8.1 Camión.....	25
1.8.2 Camión grúa.....	26
1.8.3 Grúa autopropulsada.....	27
1.9 Riesgos y medidas preventivas en trabajos posteriores.....	29
2. PLIEGO DE CONDICIONES.....	29
2.1 Definición y alcance del Pliego.....	29
2.2 Normativa legal de aplicación.....	29
2.2.1 Textos generales.....	30
2.2.2 Instalaciones eléctricas.....	31
2.3 Condiciones económicas.....	31
2.3.1 Criterios de aplicación.....	31
2.4 Pliego de condiciones técnicas específicas de seguridad.....	31
2.4.1 Definición y características de los equipos y máquinas.....	31
2.4.2 Condiciones de los equipos y las máquinas.....	32

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD
---	---	---------------------------------

2.4.3 Normativa aplicable.....	32
--------------------------------	----

1. Memoria

De acuerdo con el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, el presente Estudio de Seguridad y Salud establece las previsiones respecto a la prevención de riesgos laborales de accidentes de trabajo y/o enfermedades profesionales asociados a la naturaleza de las tareas que se llevarán a cabo durante la ejecución de la obra.

Este Estudio servirá para dar las directrices básicas a las empresas contratistas para que elaboren un plan de seguridad y salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el presente Estudio en función de su propio sistema de ejecución.

En el caso que durante la ejecución de la obra se realicen nuevas actividades o se utilicen procedimientos o medios no contemplados en el presente Estudio, ya sea debido a modificaciones o ampliaciones del proyecto o de incidencias que surjan durante la ejecución de la obra, el plan de seguridad y salud que elabore el contratista deberá analizar los riesgos laborales asociados así como las medidas de prevención y de protección necesarias.

Así mismo deberá complementarse y actualizarse el plan de seguridad y salud, cuando se observe que la eficacia y adecuación de las medidas preventivas y de protección no sea adecuada o suficiente, y siempre esperando a la aprobación correspondiente.

1.1 Datos de la obra

Objeto

El objeto de este Estudio tiene como objetivo definir las prescripciones técnicas de seguridad necesarias para la ejecución de las instalaciones del proyecto de Subestaciones eléctricas de tracción y centros de autotransformación asociados de la línea ferroviaria de alta velocidad Antequera - Algeciras.

Emplazamiento y descripción de la obra

La obra objeto del presente Estudio es la instalación de las subestaciones eléctricas de tracción y centros de autotransformación asociados de la línea ferroviaria entre Antequera y Algeciras.

Presupuesto de ejecución del proyecto

El presupuesto total de ejecución material del proyecto es de 16.767.748,86 euros.

El presupuesto de ejecución material, excluyendo la parte correspondiente a la confección del Estudio de Seguridad y Salud, asciende a la cantidad de 16.687.655,57 €

El presupuesto total de ejecución por contrato es de 24.549.661,10 €

Número de trabajadores

Se prevé un número total de 50 personas trabajando en las instalaciones, de los cuales se estima que en momentos de máxima producción trabajen simultáneamente 40 personas.

1.2 Descripción de la obra

1.2.1 Subestaciones de tracción

Se prevén dos subestaciones: Subestación de tracción SET-1 y Subestación de tracción SET- 2. Ambas serán del tipo doble - bifásico y se alimentarán de subestaciones de transporte pertenecientes a la red de transporte, propiedad de REE mediante la instalación para cada una de ellas de dos acometidas trifásicas constituidas por conductores aéreos provenientes de sendas subestaciones. No obstante, una de las tres fases de cada acometida, no alimentará a la subestación de tracción al terminar en el polo de entrada, lado de REE, del seccionador tripolar de entrada a la subestación de tracción.

La subestaciones se alimentarán a una tensión de 400 kV. Cada subestación de tracción dispondrá de dos transformadores de potencia bifásicos, de relación 405/2x27,5 kV, con una potencia nominal de 30 MVA cada uno.

Las dos tomas extremas se conectan una a la catenaria y la otra al feeder negativo, mientras que la toma central se conecta a la vía y a tierra. Esta conexión a vía (tierra) hace que en las tomas extremas aparezcan tensiones hasta la vía de 27,5 kV desfasadas 180° eléctricos, motivo por el cual el sistema se denomina bifásico.

1.2.2 Centros de autotransformación

Se prevén 9 centros de autotransformación intermedios y un centro de autotransformación final situado en la zona neutra de separación de fases inter-subestaciones.

Cada centro de autotransformación dispondrá de dos autotransformadores (cuatro en el caso del centro de autotransformación final) de relación 55/27,5 kV, con una potencia nominal de 10 MVA cada uno.

Al igual que en las subestaciones, las tomas se conectan una a la catenaria y la otra al feeder negativo, mientras que la toma central se conecta a la vía y a tierra.

1.2.3 Unidades del proceso constructivo de ejecución

En función de la diferencia entre las distintas actividades a realizar, de los riesgos laborales de cada una de ellas y de las medidas de prevención y protección que se habrán de tomar, para la elaboración del presente Estudio se han diferenciado las siguientes unidades del proceso constructivo:

- Instalaciones eléctricas provisionales: Montaje y mantenimiento.
- Instalaciones eléctricas y especiales.
- Montaje e instalación de pequeñas estructuras metálicas.
- Vías de ferrocarril de nueva construcción (trabajos en sus proximidades).

Es importante tener en cuenta los principios generales de la prevención (art. 15 de la Ley 31/1995) en la planificación el orden de ejecución de las diferentes unidades del proceso constructivo que se llevarán a cabo. De este modo se consigue que en una misma zona de trabajo y al mismo tiempo no se realicen tareas que puedan ser incompatibles con otras debido a sus riesgos.

1.3 Trabajos con riesgos especiales

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el cual se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción en su anexo II relaciona algunos trabajos que implican riesgos especiales.

1.3.1 Trabajos contemplados

El presente Estudio de Seguridad y Salud de la obra de referencia establece las normas de seguridad, equipos de protección individual y protecciones colectivas necesarias y suficientes para controlar los riesgos en las siguientes actividades que clasificamos como de riesgo especial.

- Trabajos en la proximidad de líneas eléctricas de alta tensión. Se habrán de planificar las actuaciones por prever estos riesgos.
- Ayuda de instalaciones de traslado de servicios de Alta Tensión.

1.4 Existencia de instalaciones

En los trabajos objeto de este Estudio no son frecuentes las interferencias con instalaciones existentes. Sin embargo, se deberán de respetar todos los protocolos de seguridad para trabajos eléctricos. En todo caso las actuaciones cerca de instalaciones existentes que resulten afectadas por los trabajos se llevarán a cabo bajo las siguientes directrices generales, y también con acuerdo previo del Coordinador de Seguridad.

1.4.1 Líneas eléctricas aéreas de alta tensión

Se considerarán unas distancias mínimas de seguridad, medidas entre el punto más próximo con tensión y la parte más próxima del cuerpo o herramienta del obrero o de la máquina, considerando siempre la situación más desfavorable. Las distancias de seguridad serán las indicadas al R.D. 614/2001 en función de la tensión de servicio.

Las máquinas de elevación traerán unos enclaves o bloqueo de tipo eléctrico o mecánico que impidan sobrepasar las distancias mínimas de seguridad. Para las máquinas como grúas, plataformas elevadoras, etc., se señalizarán las zonas que no deben traspasar y se interpondrán barreras que impidan todo contacto con las partes en tensión.

En el Área de Trabajos en Tensión sólo trabajará personal Cualificado (según R.D. 614/2001)

En el Área de Trabajos en Proximidad sólo trabajará personal Autorizado (según R.D. 614/2001).

Se entiende que el resto de trabajadores no están autorizados para trabajos eléctricos (salvo que lo acrediten), por lo tanto, como norma general, deberán permanecer fuera del Área de Trabajos en Proximidad de Tensión. En caso de que sea necesario invadir esta área, el Jefe de Obra, junto a otros responsables de la obra, estudiará las cuestiones particulares, pudiendo dar los siguientes casos:

- El área se invade cerca del límite exterior de proximidad, con los operarios trabajando en el suelo, sin mediados de elevación ni elementos metálicos que se eleven por encima de ellos. En este caso se informará suficientemente de la presencia de riesgo eléctrico y se establecerá una vigilancia frecuente de las actividades.

- El área se va a invadir hasta el límite interior de proximidad a los puntos en tensión. En este caso hace falta tratar de conseguir una descarga de la instalación para estas actividades. Si no fuera posible, se deberá realizar un Procedimiento específico, se impartirá la formación necesaria a los trabajadores y se establecerá supervisión permanente por parte de un trabajador autorizado.

1.5 Seguridad vial – Circulación de personas

Se han de considerar en todos los trabajos, independientemente de su duración, las siguientes medidas básicas de protección para cubrir los riesgos de los trabajadores, que transiten por las inmediaciones de la zona de actuación:

- El trabajador que realiza su actividad está expuesto a los riesgos de la circulación. Utilizar en todo momento el chaleco reflectante para poder ser visto por los conductores de los vehículos.
- No exponerse a ser atropellado por los vehículos.
- Si existe maquinaria en la obra (retroexcavadora, minicargadora, dúmper, etc.), se debe mantener la distancia de seguridad de 5 metros para evitar ser golpeado por la máquina.

1.6 Riesgos y medidas relativas al emplazamiento y entorno

1.6.1 Relativos a factores atmosféricos, climatológicos o naturales

Se prevé la posible existencia de fenómenos de riesgo debido a condiciones atmosféricas y climatológicas adversas:

- Temperaturas extremas por frío o calor
- Viento
- Lluvia
- Inundaciones
- Descargas eléctricas
- Incendios

Temperaturas extremas

- Preferentemente adaptar el horario de trabajo a las mejores condiciones ambientales.
- Dotar a los trabajadores de prendas adecuadas (abrigo para frío, ropa, sombreros o sombrillas para el calor).
- Utilización de cremas protectoras para radiaciones solares.
- Mantenimiento de agua para bebida e hidratación de los trabajadores en épocas calurosas.

Viento

- Suspensión y evacuación de la zona ante la aparición de fuertes temporales de viento.

- Para poder suspender los trabajos, será preciso no dejar elementos o materiales sueltos, a medio fijar, o que puedan desprenderse.
- Prohibición de mantener sin fijar carteles, vallas, equipos, materiales y cuantos elementos puedan ser tumbados o volcados por el viento.

Lluvia

- Disposición y utilización por parte de los trabajadores de chubasqueros y botas impermeables.
- Suspensión y evacuación de la zona ante la aparición de fuertes temporales de lluvia (así como en los días inmediatamente posteriores y que el terreno se encuentre demasiado húmedo o inestable).
- Revisión y saneado de posibles zonas afectadas (excavaciones, taludes, etc.).
- Se procurará mantener la obra en sus diferentes fases, dotada de salidas de agua de manera que cuando se produzcan lluvias, el agua pueda evacuarse de manera natural o canalizada.

Inundaciones

- No colocar casetas, ni instalaciones, ni acopios, ni estacionar maquinaria ni vehículos en cauces (aunque se encuentren secos), vaguadas, arroyos, torrenteras, puntos bajos ni desfiladeros. Extremar el control en caso en épocas de lluvias o tormentas.

Descargas eléctricas

- Suspensión y evacuación de la zona ante la aparición de temporales acompañados con descargas eléctricas (rayos).
- Protección de los elementos metálicos de altura considerable mediante puestas a tierra.

Incendios

- De cara al riesgo de incendio, tanto industrial como forestal, por actividad propia de la obra o externa, con objeto de establecer las medidas más adecuadas, además de los medios de extintores portátiles y los habituales trabajos de limpieza de los materiales inflamables, se realizará, por parte del Contratista, un estudio detallado de las vías de evacuación y en caso de que así se manifestase como necesario un Plan de emergencia y evacuación.

Quiere hacerse notar que el establecimiento de las medidas preventivas asociadas a estos fenómenos se manifiesta complicado ya que estamos considerando riesgos que no se aprecian de forma normal. Debido a este condicionante, la principal medida preventiva será la supervisión de los posibles factores que pueden mostrar que existe alguna actividad de los riesgos señalados, estableciéndose de forma general comprobaciones previas al inicio de las jornadas de trabajo y especialmente tras cada parón festivo, para supervisar la situación del entorno e intentar localizar los posibles cambios. De igual modo, se realizarán similares comprobaciones al final de la última jornada antes de una parada en la actividad, con el fin de determinar la correcta situación de desconexión y reposo de los elementos eléctricos, mecánicos, móviles o inestables, así como el adecuado estado de orden y limpieza de la obra y su entorno, que impida que se puedan desarrollar riesgos por sucesos fortuitos o intencionados de carácter externo (incendios de todo tipo, movimientos de maquinaria, movimientos intempestivos de materiales, vuelcos por viento, vertidos de materias contaminantes, caídas de terceros en zanjas o huecos, etc.).

1.6.2 Trabajos en cuadros de eléctricos de baja tensión

Conexionado/desconexionado de cuadros eléctricos de baja tensión.

Riesgos

- Contactos térmicos.
- Contactos eléctricos.

Medidas preventivas

Se aplicarán las medidas de seguridad especificadas en el Procedimiento de seguridad en instalaciones eléctricas de Baja Tensión.

Equipos de protección individual

- Guantes aislantes.
- Guantes ignífugos.
- Banquillos o alfombras aislantes.
- Gafas o pantallas protectoras.
- Vaina aislante.
- Pantalla de tela aislante.
- Pinzas aislantes para tela.
- Cinta de señalización.
- Paneles indicativos de prohibido maniobrar, personal trabajando.
- Verificador de ausencia de tensión.
- Herramientas aisladas.

1.6.3 Trabajos en cuadros de eléctricos de alta tensión

Se consideran incluidas todas las instalaciones eléctricas de conjuntos o sistemas de elementos, componentes, estructuras, aparatos, máquinas y circuitos de trabajo entre límites de tensión y frecuencia especificados en el párrafo anterior, que se utilicen para la producción y transformación de la energía eléctrica o para la realización de cualquier otro transformación energética con intervención de la energía eléctrica.

Riesgos

- Contactos térmicos ocasionados por cortocircuitos de la instalación eléctrica.
- Contactos eléctricos directos e indirectos durante la conexión y desconexión.

Medidas preventivas

Se aplicarán las medidas de seguridad especificadas en el Procedimiento de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad.
- Calzado de seguridad, con aislamiento dieléctrico.
- Guantes aislantes A.T.
- Guantes de cuero.

- Gafas o pantalla de protección contra impactos.
- Ropa de trabajo.
- Protección ignífuga.
- Banquillo o alfombra aislante.
- Verificador de ausencia de tensión.
- Equipo de puesta a tierra.
- Rótulos indicativos de: Prohibido maniobrar, personal trabajando.
- Cintas y banderines de delimitación.

1.6.4 Daños a terceros

Se prevé que la obra pueda generar las siguientes afectaciones a terceras personas:

- Atropellos.
- Caída de materiales.
- Suciedad y desperdicios.
- Polvo.
- Ruido.
- Proyecciones.
- Radiaciones no ionizantes (soldadura)
- Incendio

Para evitar y reducir al mínimo las afectaciones previstas, se adoptarán las siguientes medidas:

- Las maniobras en accesos o salidas de vehículos o maquinaria del recinto de obra, se realizarán bajo la regulación de un operario que controlará el paso de terceras personas.
- Cuando sea necesario que vehículos ocupen la vía, se señalizará su posición y se colocará vallado móvil, y señalización provisional de regulación al tráfico.
- El perímetro de la obra estará cerrado con vallas resistentes de altura igual o mayor a los dos metros. Los tramos de vallado se sujetarán entre sí, preferentemente con bridas.
- Si existe riesgo de proyecciones hacia el exterior se colocarán lonas de suficiente resistencia para retener las partículas proyectadas.
- Se señalizará en el acceso, que deberá estar permanentemente cerrado, la prohibición de paso a toda persona ajena a la obra mediante pictograma y texto, al igual que uso obligatorio de casco y calzado de protección.
- Mantenimiento de la limpieza de la vía pública.
- Riego periódico con agua de los caminos interiores de obra. Se utilizarán preferentemente equipos y maquinaria que incorporen dispositivos de reducción de polvo, tales como corte por vía húmeda, aspiración de polvo, etc..
- Preferentemente se utilizarán procedimientos y equipos con el menor nivel posible de contaminación acústica. En caso contrario los trabajos estarán comprendidos en la franja horaria diurna.
- Por la noche, si se ocupa parte de la vía pública se habrá de dejar suficientemente iluminada las obras para garantizar la seguridad.

1.6.5 Montaje e instalación de pequeñas estructuras metálicas

Se comprenden en este apartado las actividades consistentes en el suministro, montaje e instalación en los puntos determinados de pequeñas estructuras metálicas (postes, etc.).

Preferentemente, si es posible, se ensamblarán y/o conectarán todos los dispositivos posibles en el suelo en posición horizontal para su elevación completa posteriormente.

Riesgos

- Caídas a distinto nivel.
- Caídas al mismo nivel.
- Ruido.
- Proyecciones.
- Atropellos.
- Golpes y cortes.
- Caída de materiales.
- Atascamientos.
- Vuelco de maquinaria.
- Radiaciones no ionizantes.
- Contactos térmicos.
- Contactes eléctricos.
- Inhalación de gases.
- Incendios/explosiones.

Medidas preventivas

- Revisar antes de iniciar el trabajo los posibles obstáculos aéreos existentes.
- Delimitación y vigilancia de la zona de los trabajos por mantenerla libre de ocupación.
- Utilización de maquinaria y elementos auxiliares dimensionados a los trabajos a realizar y a sus cargas.
- Comprobación previa de la maquinaria, accesorios de izado, etc. verificando su correcto funcionamiento y de forma especial de los dispositivos de seguridad.
- La superficie de asentamiento deberá ser horizontal.
- Evitar acceder y situarse sobre las cargas a mover, o sobre zonas desprotegidas, utilizando de manera prioritaria medios auxiliares adecuados (escalera de mano, plataforma elevadora, etc.).
- Utilizar eslingas y elementos de izado en buen estado y adecuados a la carga a mover.
- Mantener la zona de influencia de cargas suspendidas libre de ocupación.
- Nunca trabajar simultáneamente en dos puntos diferentes en la misma vertical.
- Igualmente mantener las zonas próximas al montaje libres de ocupación en previsión de vuelcos o desplazamientos involuntarios.
- Cada operación de montaje se planificará previamente "in situ" prestando especial atención a los movimientos a realizar por las diferentes máquinas que intervengan, su correcta visibilidad, su buena coordinación.
- Existirá un jefe de montaje y maniobras por tal de coordinar los movimientos de la maquinaria y de las piezas o elementos suspensos. Este jefe deberá mantener comunicación visual de todas las operaciones, maquinistas y operarios, y si es necesario comunicación verbal (directa, walkie-talkie, etc.).
- Planificar la secuencia de montaje o desmontaje de forma que se garantice la estabilidad general del conjunto que se va montando.
- No acercarse a la carga suspendida en movimiento hasta no se encuentre próxima a apoyarse a tierra o en la posición de montaje y si hace falta dirigir la carga suspendida con cuerdas-guía.

- En el montaje no dejar piezas o elementos inestables, manteniéndolos sujetos o bien trabados o falcados provisionalmente hasta que las uniones definitivas sean suficientemente resistentes.
- Trabajar desde plataformas protegidas. Prohibición de acceder o subirse sobre elementos de la estructura sin protección (a no ser que se garantice el uso de arnés contra caídas sujeto a cuerda de vida o punto resistente).
- Mantener libres de ocupación la proximidad a operaciones de tracción con cables o eslingas, en evitación de su rotura y proyección.
- Evitar acopios de material con exceso de alzada por evitar desplomes, vuelcos y caídas de material.
- Apilar las piezas y elementos en su posición más estable, y si hace falta sujetarlos, trabarlos o falcarlos por garantizar su estabilidad.
- Mantenimiento de las zonas de soldadura, afilado, etc. y sus proximidades libres de materiales inflamables o que puedan encenderse, especialmente en las zonas inferiores donde puedan caer elementos incandescentes de las soldaduras.
- Suspender las operaciones de montaje/desmontaje en condiciones climatológicas adversas (viento, lluvia, etc.).
- Además, en la utilización de equipos, maquinaria, y medios auxiliares se atenderá a lo dispuesto en el pliego de condiciones.

Sistemas de protección

- Delimitación de la zona de trabajos.
- Disposición de elementos fijos de sujeción a zonas en altura desprotegidas.
- Disposición de pantallas y lonas ignífugas en las zonas de soldadura.
- Guía contra caídas con dispositivo deslizante y autobloqueante para la sujeción del arnés contra caídas.
- Puesta a tierra.
- Aros de protección circundante.
- Disposición de extintores de incendios.
- Topes fijos en las zonas de acopio de materiales tipo tubo para evitar que puedan rodar o desprenderse.

Equipos de protección individual

- Casco protector.
- Guantes de resistencia mecánica.
- Calzado de seguridad.
- Mascarilla contra partículas.
- Pantalla de soldadura.
- Ropa de alta visibilidad.
- Arnés contra caídas sujeto a puntos resistentes para trabajos sobre escaleras de mano a partir de 3,50 m de altura.
- Arnés contra caídas sujeto para trabajos sobre plataforma e levadora.
- Arnés contra caídas sujeto a puntos resistentes para trabajos puntuales en zonas sin protección colectiva (cuerda de vida instalada en la torre, doble mosquetón, etc.).

1.7 Identificación de riesgos y medidas preventivas de los puestos de trabajo

1.7.1 Instalaciones eléctricas provisionales: montaje y mantenimiento

Riesgos y medidas preventivas a seguir en la instalación y mantenimiento de las Instalaciones Eléctricas Provisionales que se habrán de hacer durante el transcurso de la obra.

Riesgos

- Heridas punzantes en las manos.
- Caídas al mismo nivel.
- Electrocución: contactos eléctricos directas e indirectas derivados esencialmente de trabajos con tensión.
- Intentar trabajar sin tensión pero sin percatarse que está efectivamente interrumpida.
- Mal funcionamiento de los mecanismos y sistemas de protección.
- Mal comportamiento o incorrecta instalación del sistema de protección contra contactos eléctricos indirectos en general y del contacto a tierra en particular.

Medidas preventivas

Sistema de protección contra contactos indirectos

Para la prevención de posibles contactos eléctricos indirectas, el sistema de protección escogido es el de la puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales).

Cables

La sección del cableado será el especificado en el proyecto y de acuerdo a la carga eléctrica que debe soportar en función de la maquinaria y iluminación prevista. Todos los conductores utilizados serán aislados con goma o XLPE de tensión nominal de 1000 voltios como mínimo, y sin defectos apreciables. No se admitirá tramos defectuosos en este sentido. La distribución del cuadro general de obra a los cuadros secundarios, se efectuará mediante canalizaciones enterradas, siempre que se pueda, y en caso de efectuarse tendido aéreo de cable y mangueras, éste se realizará a una alzada mínima de 2 metros en los lugares peatonales y de 5 metros en los vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento.

El tendido de los cables al cruzar viales de obra, como ya se ha indicado anteriormente, se efectuará enterrado. Se señalará el paso de cable mediante una cubierta permanente de tabloncillos que tendrán por objeto proteger mediante el reparto de cargas. En caso de tener que efectuar empalmes entre mangueras siempre estarán elevados. Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas anti-humedad. Los empalmes definitivos se ejecutarán utilizando cajas de empalme normalizados estancas de seguridad.

Interruptores

Se ajustarán expresamente a los especificados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas colgadas,

provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad. Las cajas de interruptores poseerán adherida sobre su puerta una señal normalizada de peligro, electricidad.

Cuadros eléctricos

Serán de tipo intemperie, con puerta y cerradura de seguridad (con llave). Aunque sean del tipo para la intemperie, se protegerán de la lluvia mediante viseras eficaces como protección adicional. Los cuadros eléctricos tendrán la carcasa conectada a tierra.

Puestas de energía

Las tomas de corriente irán provistas de interruptores de corte omnipolar que permitan dejarlas sin tensión cuando no hayan de ser utilizadas. Cada toma de corriente suministrará energía eléctrica a un solo aparato, máquina o máquina-herramienta. Las tomas de corriente no serán accesibles sin la utilización de útiles especiales o estarán incluidas en cubierta o armarios que proporcionen un grado similar de inaccesibilidad.

Protección de circuitos

La instalación poseerá todos los interruptores automáticos definidos como necesarios. Los interruptores automáticos se encontrarán instalados en todas las líneas de toma de corriente del cuadros de distribución, así como las de alimentación a las máquinas y aparatos y máquinas-herramienta de funcionamiento eléctrico, tal y como quede reflejado en el esquema unifilar. Los circuitos generales estarán igualmente protegidos con interruptores automáticos o magnetotérmicos. Todos los circuitos eléctricos se protegerán así mismo mediante interruptores diferenciales. Los interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo a las siguientes sensibilidades:

- Alimentación general: 300 mA.
- Alimentación a la maquinaria (en mejora del nivel de seguridad): 30 mA.

Puesta a tierra

La red general de tierra habrá de ajustarse a las especificaciones detalladas el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como todos aquellos aspectos específicos mediante los cuales pueda mejorarse la instalación. En caso de tener que disponer de un transformador en la obra, será dotado de una puesta a tierra ajustada al reglamento. Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de puestas a tierra. El neutro de la instalación estará además a tierra. La puesta a tierra en una primera fase se efectuará a través de una pica o placa a ubicada junto el cuadro general, desde la que se distribuirá a la totalidad de los receptores de la instalación. Los receptores eléctricos dotados de sistema de protección por doble aislamiento y los alimentados mediante transformador de separación de circuitos, carecerán de conductor de protección, a fin de evitar su referencia a tierra. El resto de carcasas de motores o máquinas se conectarán debidamente a la red general de tierra. Las puestas a tierra estarán situadas en el terreno de tal forma, que su funcionamiento y eficacia sea el requerido por la instalación. La conductividad del terreno se aumentará en el lugar del clavado de la pica (placa o conductor) y ésta estará protegida en la interior de una arqueta practicable.

Alumbrado

Las masas de los receptores fijos del alumbrado, se conectarán a la red general de tierra mediante el correspondiente conductor de protección. Los aparatos del alumbrado portátiles, excepto los utilizados con pequeñas tensiones, serán de tipo protegido contra los chorros de agua.

- El alumbrado de la obra, cumplirá las especificaciones establecidas en las Ordenanzas de Trabajo de la Construcción y REBT.
- La iluminación de las zonas de trabajo será mediante proyectores.
- La energía eléctrica que se deba suministrar a las lámparas portátiles para la iluminación de recintos encharcados o húmedos se servirá a través de un transformador de corriente con separación de circuitos a 24 voltios.
- La iluminación de las zonas de trabajo se situará a una alzada superior a los 2 metros, medidos desde la superficie de apoyo de los operarios en el puesto de trabajo.
- La iluminación de los puestos de trabajo, siempre que sea posible, se efectuará cruzada con el fin de disminuir sombras.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad.
- Guantes de cuero y lona
- Guantes aislantes, en caso de que se necesite.
- Calzado de seguridad.
- Botas aislantes.
- Ropa de trabajo.
- Banquillo aislante y o/alfombra aislante.
- Pértiga aislante.

1.7.2 Procedimiento de seguridad en verificaciones a efectuar antes del inicio de trabajos en instalaciones eléctricas

Las siguientes indicaciones son de obligado cumplimiento para todas las instalaciones eléctricas:

- El responsable de las instalaciones ha de efectuar la descarga de la línea.
- Asegurarse de que todas las posibilidades de corte de tensión se han efectuado.
- Verificar los enclaves o bloqueo de los aparatos de corte.
- Notificar la situación a la cabeza de trabajo para que ésta efectúe las correspondientes diligencias.

Una vez concluidas estas operaciones se debe tener en cuenta que una instalación en descarga todavía no está en condiciones admisibles para trabajar en ella. Se considerará preparada para el trabajo cuando además de las precauciones anteriores se hayan tenido en cuenta las siguientes:

- Se han puesto a tierra y cortocircuito todas las fuentes de tensión.
- Se ha reconocido la ausencia de tensión.
- Se ha colocado la adecuada señalización de seguridad en los puntos precisos.

Las citadas indicaciones serán de obligado cumplimiento también en el caso de instalaciones con líneas próximas en tensión, aunque la línea sobre la que estemos trabajando no esté en tensión o energizada, puede ocurrir que se cargue eléctricamente por la proximidad de otras.

1.7.3 Procedimiento de seguridad en instalaciones eléctricas de baja tensión

Para la seguridad en la realización de trabajos eléctricos será de aplicación el Real Decreto 614/2001 sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores en frente al riesgo eléctrico. Previa realización de cualquier trabajo eléctrico, sobre todo en los casos de tareas que requieren un grado de especialización elevado o sean de riesgo elevado, el encargado o responsable de la instalación debe decidir los métodos adecuados para su realización así como los medios auxiliares, herramientas y EPI's necesarios para el desarrollo del trabajo con las máximas garantías de seguridad y salud para los operarios que realicen el trabajo. Aun así, velará por la correcta disposición y características de los equipos mencionados. El encargado o responsable realizará visitas a la zona de trabajo, con tal de asegurar que los trabajadores cumplen y realizan los trabajos teniendo en cuenta las recomendaciones y/o obligaciones en materia de seguridad que se les ha proporcionado.

Las 5 reglas de oro

Es obligatoria la aplicación de las “5 Reglas de Oro” en todos los trabajos:

- Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión, mediante interruptores o seccionadores que aseguran la imposibilidad del cierre intempestivo.
- Enclave y bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización en los mandos (colocar un cartel de: Prohibido maniobrar, personal trabajando).
- Reconocimiento de la ausencia de tensión.
- Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión en los puntos en que se ha verificado la ausencia de tensión.
- Colocar las señales de seguridad adecuados delimitando la zona de trabajo.

Trabajos en proximidad de tensión

En los trabajos en proximidad de tensión se utilizarán en cada caso los equipos de protección más adecuados entre los siguientes: guantes aislantes, guantes ignífugos, banquillos o alfombras aislantes y vainas aislantes, herramientas aisladas adecuadas al trabajo, gafas o pantallas protectoras. En todo trabajo en proximidad de elementos en tensión, el trabajador habrá de estar fuera de la zona de peligro y lo más alejado de ella que el trabajo permita. Antes de iniciar el trabajo en proximidad de elementos en tensión, un trabajador autorizado, en el caso de trabajos en baja tensión, o un trabajador cualificado, en el caso de trabajos en alta tensión, determinará la viabilidad del trabajo.

En caso de trabajo viable, hará falta adoptar las medidas de seguridad necesarias con tal de reducir al mínimo posible:

- El número de elementos en tensión.
- Las zonas de peligro de los elementos que resten en tensión, mediante la colocación de pantallas, barreras, envoltorios o protectores aislantes las características (mecánicas y eléctricas) y forma de instalación garanticen su eficacia protectora.

Si pese a las medidas adoptadas, siguen existiendo elementos en tensión, de las cuales las zonas de peligro son accesibles, se deberá:

- Delimitar la zona de trabajo respecto a las zonas de peligro. La delimitación será eficaz respecto a cada zona de peligro y se efectuará con el material adecuado.
- Informar a los trabajadores directa o indirectamente implicados de los riesgos existentes, la situación de los elementos en tensión, los límites de la zona de trabajo y todos las precauciones y medidas de seguridad que haga falta adoptar por no invadir la zona de peligro; comunicando, además, la necesidad de que ellos, a su vez, informen sobre cualquier circunstancia que muestre la insuficiencia de las medidas adoptadas.

Trabajos eléctricos de baja tensión

- Se habrán de mantener las distancias de seguridad de 3 m en los puntos en servicio o de 6 m para la circulación de maquinaria.
- Se prohíbe realizar trabajos en instalaciones de baja tensión sin adoptar las 5 reglas de oro.
- No trabajar con tensión, excepto para realizar las comprobaciones necesarias.
- No restablecer el servicio sin comprobar que no existe peligro para la instalación o terceras personas.
- Se prohíbe trabajar en instalaciones eléctricas conectadas (con o sin servicio) en días especialmente lluviosos o con tormenta eléctrica.
- Habrá una persona a distancia controlando las operaciones cuando haya riesgo eléctrico.

Equipos de protección personal

- Casco de seguridad.
- Calzado de seguridad, con aislamiento dieléctrico.
- Guantes aislantes B.T. Guantes de cuero ignífugos.
- Gafas o pantalla de protección contra impactos.
- Ropa de trabajo.
- Protección ignífuga.
- Banquillo o alfombra aislante.
- Verificador de ausencia de tensión.
- Herramientas aisladas.
- Protectores aislantes.
- Luces portátiles y transformador a 24V .
- Rótulos indicativos de: Prohibido maniobrar, personal trabajando.
- Cintas y banderines de delimitación.

1.7.4 Procedimiento de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión

Se establece un método seguro para mantener y reparar instalaciones de alta tensión, definiendo precauciones obligatorias que habrán de seguirse para prevenir las exposiciones y descargas eléctricas accidentales al personal.

Operativa

Para realizar trabajos en AT se deben tomar las siguientes precauciones:

Abrir con corte visible o señalar todas las fuentes de tensión, interruptores y/o seccionadores.

Se considera corte visible cuando las cuchillas de conexión del aparato de corte están separadas a la distancia máxima admitida por la aparato. En aquellos elementos en los cuales no existe la posibilidad de visualizar directamente las cuchillas, se comprobará mediante la señalización, incorporada en estos elementos.

La apertura con corte visible de todas las fuentes de tensión en una instalación de AT se consigue intermediando:

- Interruptores.
- Seccionadores.
- Ruptofusibles.
- Disyuntores.

Para la realización de trabajos y maniobras en interruptores y seccionadores se recomienda se utilicen los siguientes elementos:

- Pértiga aislante.
- Guantes aislantes.
- Banquillo aislante.
- Conexión equipotencial entre mando y maniobra.

Enclavamiento de los aparatos de corte y/o señalización en el mando

Se denomina enclave o bloqueo al conjunto de operaciones destinadas a impedir la maniobra de este aparato, manteniéndolo en una posición determinada, impidiendo su accionamiento aunque ocurra alguna de estas incidencias:

- Fallo técnico.
- Error humano.
- Causas imprevistas.

El bloqueo de las instalaciones eléctricas se puede conseguir mediante los siguientes sistemas:


- Bloqueo mecánico con cerraduras de seguridad, pasadores, candados...
- Bloqueo eléctrico.

La señalización debe ser con rótulos normalizados, colocados en el mando de accionamiento de los aparatos de corte y con la inscripción “Prohibido maniobrar - Trabajos”.

Reconocimiento de la ausencia de tensión

Para el reconocimiento de la ausencia de tensión se ha de actuar como si la instalación estuviera en tensión, por lo que se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Usar equipo de protección adecuado: guantes aislantes, casco de protección, gafas o pantallas, banquillo o alfombra aislante...

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD
---	---	---------------------------------

- Mantener las distancias de seguridad.

El reconocimiento de la ausencia de tensión debe realizarse en el lugar dónde se deben realizar los trabajos, comprobando todos los elementos que han estado bajo tensión.

Puesta a tierra

Se colocarán tantas puestas a tierra como posibles fuentes de tensión existan en la zona de trabajo. Una se realizará en las proximidades del punto de corte visible y la otra en las proximidades inmediatas del lugar dónde se realicen los trabajos.

Se realizará normalmente mediante un equipo de puesta a tierra portátil, en este caso la secuencia a seguir para la puesta a tierra será:

- Desarrollar toda la bobina de cable de puesta a tierra (comprobar continuidad).
- Conectar la pinza de puesta de tierra.
- Conectar las pinzas en los conductores, empezando por el más próximo al operario y acabando con el más alejado.

Para la desconexión se procederá inversamente.

Colocar señales de seguridad adecuados, delimitar la zona de trabajo

Siguiendo las descripciones mínimas que se recogen en el Real Decreto 485/1997 de 14 de abril, las señales en forma de panel de advertencia habrán de tener forma triangular, pictograma negro sobre fondo amarillo y lados negros. Cuando las circunstancias lo exijan, se procederá a delimitar la zona mediante vallas, cintas o cadenas.

Reposición del servicio al acabar el trabajo

Sólo se restablecerá el servicio de una instalación eléctrica de alta tensión cuando se tenga la completa seguridad de que no queda nadie trabajando.

Las operaciones a seguir por restablecer el servicio se habrán de hacer en el siguiente orden:

- En el puesto de trabajo: Se retirarán las puestas a tierra y el material de protección complementario, y la cabeza de trabajo, tras la último reconocimiento, dará la aviso de que ya ha acabado.
- En el origen de alimentación: Recibida la comunicación de que se ha acabado el trabajo se retirará el material de señalización y se desbloquearán los aparatos de corte y maniobra.

Documentos de referencia

- Ley de Prevención de Riesgos Laborables, R.D. 31/1995 de 8 de noviembre.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT).

1.7.5 Procedimiento de seguridad en tendido de cable eléctrico

Colocación de la bobina del cable

Las indicaciones de la descarga y colocación de la bobina deben ser dirigidas por una sola persona. El operador de la grúa estará pendiente tanto de la carga suspendida como de las indicaciones que reciba.

Ubicación del caballete

El caballete deberá quedar firmemente calzado en su lugar definitivo y con la base bien asentada en el terreno. Si el tiro se efectúa mediante cabestrante, éste habrá de estar debidamente fijado al tierra, teniendo en cuenta el tiro que se debe realizar. Se realizarán pruebas de tracción por comprobar la fijación. Tanto si el cabestrante es propio o de alquiler, deberá cumplir la normativa vigente. Deberá constar de parada de emergencia. En todos los casos los cabestranes habrán de estar provistos de las correspondientes puestas a tierra para evitar posibles descargas eléctricas.

El operario responsable del cabestrante de tiro se deberá situar fuera de la zona de posibles roturas del cable. En las operaciones de la máquina en funcionamiento, se delimitará la zona de peligro por acción del cable de tiro. Se verificará si el cable fiador está debidamente colocado en su lugar y que las espiras del mismo están enrolladas consecutivamente a fin de evitar irregularidades en el tiro. Antes de iniciar los trabajos se comprobará que tanto el cable como su adelantamiento son correctos. Si el tiro se efectúa a mano, se acompañará el cable con el personal de ayuda necesario.

Tiro de cable

Durante el tendido del cable, se sujetará la punta del mismo mediante una cabeza de tiro para mantener el extremo bajo control. Si el cable se extiende en su totalidad por una canalización ya colocada, se tendrá cuenta el arrastre para evitar posibles taponamientos que puedan afectar al cabestrante de tiro. Si es necesario se irá lubricando la parte exterior del cable para minimizar las rozaduras internas.

Riesgos

- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caídas de personas a diferente nivel.
- Golpes contra objetos fijos.
- Sobreesfuerzos.
- Golpes contra objetos móviles y herramientas.

Medidas preventivas

- No iniciar los trabajos si no se reúnen las medidas de seguridad adecuadas.
- Mantener el orden y la limpieza en la zona de trabajo.
- Señalizar la zona de trabajo.
- Dirigir la operación una sola persona, coordinar el trabajo con el personal, actuar con diligencia y mantener en todo momento controlada la situación.
- Colocar pantallas, si es necesario, a lo largo de la unión con el conductor, antes de iniciar la operación de tiro.

Equipos de protección individual

- Guantes de protección.
- Botas de seguridad.
- Casco de seguridad.

1.7.6 Instalaciones de higiene y bienestar

Las instalaciones provisionales de obra se adaptarán a las características especificadas en los artículos 15 y siguientes del R.D. 1627/97 de 24 de octubre, relativo a las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

Para el servicio de limpieza de estas instalaciones higiénicas, se responsabilizará a una persona o un equipo, los cuales podrán alternar este trabajo con otros propios de la obra.

En la zona destinada a las instalaciones de higiene y bienestar para los trabajadores se dispondrán los siguientes servicios:

Servicios higiénicos

- 1 WC para cada 25 hombres o fracción que trabaje simultáneamente.
- 1 Ducha con agua corriente, caliente y fría para cada 10 trabajadores o fracción que trabaje simultáneamente.
- 1 Lavabo con agua fría y caliente para cada 10 trabajadores o fracción que trabaje simultáneamente.
- 1 Espejo de 40 x 50 cm. para cada 25 trabajadores.
- Jaboneras, porta-rollos, según el número de cabinas y lavabos.
- Toallas individuales.

Vestuario

- Superficie mínima de 2 m² para cada trabajador o trabajadores que trabajen simultáneamente.
- 1 Taquilla guarda-ropa con llave para cada trabajador.
- Bancos en número suficiente.
- Colgadores para ropa.
- Calefacción o climatización.

Comedor

Diferente del local de vestuario. A efectos de cálculo se podrá considerar entre 1,5 y 2 m² por trabajador que coma en la obra.

- Mesas, bancos o sillas en número suficiente.
- Horno microondas (1 microondas para cada 10 comensales)
- Fogón caliente comidas.
- Frigorífico.
- Agua potable.
- Agua corriente (1 grifo y pila lavaplatos para cada 10 comensales)
- Calefacción o climatización.

Local de descanso y alojamiento

Estarán compuestos por los módulos suficientes para que puedan alojarse los trabajadores en los momentos de interrupción del trabajo, o bien para refugiarse en caso de lluvia o condiciones atmosféricas adversas.

Oficinas

Estarán compuestas por los módulos suficientes y el correspondiente mobiliario para que puedan realizarse las tareas administrativas y técnicas necesarias.

- Superficie mínima de 2 m² para cada trabajador o fracción de trabajadores que trabajen simultáneamente.
- Volumen mínimo de 10 m³ para cada trabajador o fracción de trabajadores que trabajen simultáneamente.

En caso de que las zonas de trabajo se encuentren alejadas de estos locales, deberá disponerse de vehículos para poder desplazarse.

Además de disponer de papeleras y contenedores de desperdicios, deberá efectuarse un mantenimiento periódico que garantice las condiciones adecuadas de higiene y limpieza de estas instalaciones.

1.7.7 Medicina preventiva y primeros auxilios

Se realizará la prevención de los riesgos laborales mediante la integración de la actividad preventiva en la empresa y la adopción de cuantas medidas sean necesarias para la protección de la seguridad y la salud de los trabajadores con el fin de efectuar la vigilancia de la salud (Artículo 22 de la Ley 31/1995 y Artículo 2 Ley 54/2003).

Dado que la estimación de ocupación simultánea de trabajadores previstos es de 40, en esta obra no se considera necesaria la existencia de un local de asistencia a accidentados, en tal caso se dispondrá un armario botiquín en cada emplazamiento.

Los armarios botiquín, tendrán que estar dotados como mínimo de: alcohol, agua oxigenada, pomada antiséptica, gasas, vendas sanitarias de diferentes tamaños, vendas elásticas compresivas auto-adherentes, esparadrapo, tiritas, mercromina o antiséptico equivalente, analgésico, bicarbonato, pomada para picaduras de insectos, pomada para quemaduras, tijeras, pinzas, ducha portátil para ojos, termómetro clínico, caja de guantes esterilizados y torniquetes.

Además, se dispondrá de un botiquín portátil con el contenido siguiente:

- Desinfectantes y antisépticos autorizados.
- Gasas estériles.
- Algodón hidrófilo.
- Vendas.
- Esparadrapo.
- Apósitos adhesivos.
- Tijeras.
- Pinzas.
- Guantes de un solo uso.

El material de primeros auxilios se revisará periódicamente, y se repondrá de manera inmediata el material utilizado o caducado.

Para la eficaz y correcta asistencia a accidentes se informará a los trabajadores de la obra del emplazamiento de los diversos Centros Médicos más próximos (Hospitales, Mutuas, Ambulatorios, etc.), donde poder trasladar a los accidentados en caso de accidente laboral. Existirá en obra un cartel bien visible con los teléfonos y direcciones de los centros de asistencia sanitaria y de emergencias.

Deberá preverse un plan de actuación en caso de accidente y emergencia, tales como incendio o evacuación y el personal deberá ser instruido en éste.

Este plan de emergencia y evacuación contemplará los siguientes apartados:

- Medios y disposición de los equipos contra incendios (extintores, etc.)
- Medios y disposición de los posibles equipos de rescate (palas, arneses, cuerdas, equipos autónomos de respiración, etc.).
- Sala de botiquín y primeras curas.
- Señalización de las vías de evacuación, puntos de reunión, botiquín, medios de emergencia y evacuación.
- Servicios exteriores de emergencia y teléfonos de contacto.
- Clasificación de emergencias.
- Equipos de actuación, función y responsabilidades.
- Sistema de alarma y activación del plan de emergencia.
- Medidas de comportamiento en caso de evacuación, incendio, presencia de gases o falta de oxígeno.
- Primeros auxilios a accidentados.
- Simulacros.
- Mantenimiento de los equipos.

Como norma general, en caso de producirse un accidente grave es importante tener en cuenta las siguientes pautas de actuación:

- Permanecer sereno.
- Alertar a los servicios de urgencia.
- Observar la situación antes de actuar.
- Examinar bien al herido sin tocarle innecesariamente.
- No mover al accidentado sin antes saber qué le ocurre.
- No dar de beber ni comer al herido.
- Abrigar al accidentado para evitar que se enfríe.

1.7.8 Medios de lucha contra incendios y medidas de emergencia y evacuación

Independientemente de los medios de defensa contra incendios que puedan existir en las zonas o centros de trabajo existentes, la empresa contratista deberá de disponer de sus propios medios.

Se dispondrá de extintores de polvo seco polivalente en los almacenes, oficinas y vestuarios.

En la cercanía del cuadro eléctrico provisional de obra o generadores existirá un extintor de CO₂.

Para los trabajos en los que se necesite tener una llama abierta tales como soldadura, sopletes, etc. o en aquellos que se utilicen compresores, productos inflamables, o en los que se produzcan chispas se tendrá a mano un extintor de polvo seco polivalente.

La maquinaria utilizada deberá incorporar sus propios extintores de incendios.

No se depositarán materiales cerca de los extintores de manera que se oculten los aparatos e impidan el acceso a éstos.

La localización de los extintores será señalizada de manera que sean visibles.

Se instruirá al personal en el uso de los extintores y de los equipos de defensa contra incendios.

En caso de detectarse un incendio, se intentará sofocarlo inmediatamente con los medios disponibles. En caso de que las dimensiones del incendio no permitan su inmediata extinción deberá evacuarse la zona dando aviso a los servicios de emergencia.

1.7.9 Normas generales de comportamiento y de circulación

- Se aplicarán las normas generales del código de circulación. Se circulará respetando la señalización dispuesta y procurando mantener el buen estado las vías y su señalización.
 - La velocidad máxima de circulación estará limitada a 20 km/h.
 - Todo conductor dispondrá de permiso de conducción en vigor y adecuado al vehículo o máquina a utilizar, así como formación específica y experiencia en su utilización.
 - Se prohíbe consumir bebidas alcohólicas o sustancias estupefacientes que puedan mermar la capacidad de conducción y de atención a los trabajadores, así como el acceso a la obra de personas que previamente hayan consumido.
 - Estará prohibida la parada o el estacionamiento de vehículos en las vías de circulación.
 - Todos los vehículos que circulen estarán en perfectas condiciones de uso.
- Además, la maquinaria y camiones estarán dotados de cabina antivuelco y contra caída de objetos, avisador óptico y acústico de marcha atrás, extintor de incendios y dispondrán de la documentación en vigor (ficha técnica ITV, seguro RC).
- Los vehículos de obra que circulen por calzadas incorporarán dispositivos luminosos (piloto giratorio destellante omnidireccional de color ámbar) para que sean vistos por el resto de vehículos que puedan circular.
 - Se prohíbe transportar personal fuera de las cabinas del vehículo y exceder en ocupantes el número de plazas del vehículo.
 - La circulación de vehículos y maquinaria se realizará por caminos señalizados.
 - Nunca se circulará cerca de desniveles, respetando una distancia de seguridad a los mismos.
 - Los vehículos y maquinaria utilizarán el claxon para realizar advertencias cuando realicen maniobras, en especial cuando estando parados se dispongan a reanudar la marcha.
 - Los vehículos y maquinaria a utilizar deberá desplazarse sobre un tren de rodaje compatible con las características del terreno (consolidación, pendiente, etc.). Se prohíbe la utilización de maquinaria o equipos que no garanticen su total estabilidad, o de aquellos que tengan tendencia al vuelco.

- Se conservarán en buenas condiciones de limpieza las vías de circulación evitando tirar desperdicios sobre la misma.
- En zonas de especial sequedad, se procederá al regado periódico de las vías de circulación para reducir la generación de polvo al paso de vehículos o maquinaria.
- Se conservarán en buenas condiciones los caminos y vías de circulación, reparando los baches, blandones, acumulaciones de agua, etc. que se pudieran producir.
- El personal de a pie o que descienda de los vehículos dispondrá y hará uso de ropa de alta visibilidad, calzado de seguridad antideslizante y casco.
- Preferentemente los vehículos o maquinaria circularán con las ventanas cerradas, o bien, en caso contrario y en el caso de la existencia de polvo y ruido notable, utilizarán los EPI's correspondientes.

Durante la ejecución de los trabajos, especialmente de aquellas unidades que generen materiales de desguace como tierras, escombros, etc. se procederá de la siguiente forma:

- Los deshechos, tierras y materiales procedentes de los trabajos, se apartarán a una zona suficientemente alejada de zonas de tránsito y pasillos, en especial de vías de circulación. Cuando el trabajo se realice en la vía de circulación o en sus proximidades, el material de desecho se retirará lo más inmediatamente posible para evitar que pueda esparcirse.
- Los deshechos, tierras y materiales procedentes de excavaciones o sobrantes, etc. serán recogidos y transportados con los medios manuales o mecánicos adecuados a vertederos o al lugar de acopio y recogida existente en la obra. Esta operación se efectuará muy especialmente al final de cada jornada de trabajo.
- Una vez concluidos los trabajos de obra, la obra quedará en las condiciones de limpieza y seguridad que se requiere para poder llevar a cabo la recepción de la misma. Se retirarán las instalaciones y señalizaciones provisionales de obra.

1.7.10 Medidas higiénicas

Como principio general, será prioritario evitar el riesgo, seleccionando las técnicas y equipos que produzcan la mínima concentración de riesgos higiénicos (ruido, polvo, vibraciones, radiaciones, gases, temperaturas extremas, etc.).

En caso que no puedan eliminarse totalmente estos riesgos, se establecerán medidas organizativas y de protección para reducir el riesgo al mínimo, incluyendo la utilización de equipos de protección individual.

Para el mejor reconocimiento, evaluación y control de los factores de riesgo ambientales que se produzcan en la obra, ya sean físicos (ruido, estrés térmico, vibraciones, etc.), químicos (polvo, gases, vapores, aerosoles, etc.) o biológicos (virus, bacterias, hongos, parásitos, etc.) se tomaran muestras y se efectuaran los análisis necesarios para determinar el grado de afectación a los trabajadores expuestos, adoptar medidas de reducción de los riesgos, y controlar la efectividad de las medidas adoptadas.

Se resalta la importancia de aplicar ciertas medidas como son la vacunación preventiva (antitetánica, etc.), el establecimiento de normas de higiene personal en especial al finalizar la jornada y antes de las comidas, etc.

1.7.11 Medidas ergonómicas

Como principio general, deberán seleccionarse las técnicas y equipos que contribuyan a evitar los riesgos de índole ergonómica a los trabajadores (movimientos repetitivos, posturas forzadas, sobreesfuerzos, etc.). Del mismo modo se procurará disponer de los equipos cuya utilización ayude a sustituir y evitar tareas manuales pesadas y perjudiciales.

En caso que no puedan eliminarse totalmente estos riesgos, se establecerán medidas organizativas y el establecimiento de procedimientos reductores del riesgo (planificación de descansos, ritmos de trabajo, correcta manipulación y levantamiento manual de cargas, etc.), incluyendo en caso necesario la utilización de equipos de protección individual.

Para el mejor reconocimiento, evaluación y control de los factores de riesgo ergonómicos que se produzcan en la obra, se realizarán observaciones planeadas de trabajo con el objeto de detectar actuaciones de riesgo.

1.7.12 Medidas psicosociales

Deberán tenerse en cuenta los aspectos psicológicos y organizativos, iniciando la planificación de los trabajos en función de los recursos materiales y humanos disponibles.

La información a transmitir a los trabajadores deberá adecuarse al nivel de calificación y experiencia, así como al idioma.

Conviene que los trabajos se organicen permitiendo a los trabajadores establecer ciertas variaciones en el ritmo y pausas del trabajo. Así mismo, es necesario establecer buenos canales de comunicación entre los trabajadores con sus superiores, permitiendo su participación en la toma de decisiones sobre aspectos propios de su trabajo.

Por último, se resalta la importancia de establecer rutas promocionales para los trabajadores en función de los objetivos conseguidos, así como fomentar y promocionar las necesidades formativas relacionadas con el idioma para los trabajadores extranjeros.

1.8 Maquinaria

1.8.1 Camión

Riesgos

- Atropello de personas (entrada, circulación interna y salida).
- Choque contra otros vehículos (entrada, circulación interna y salida).
- Vuelco de camión.
- Vuelco por desplazamiento de la carga.
- Caídas (al subir o bajar de la caja).
- Atascamientos (apertura o cierre de la caja, movimiento de cargas).

Medidas preventivas

- Las maniobras de aparcamiento y salida del camión serán dirigidas por un señalizador.

- Todas las maniobras de carga y descarga serán dirigidas por un especialista conocedor del proceder más adecuado.
- Las cargas se instalarán sobre la caja de forma uniforme compensando los pesos, de la forma más uniformemente repartida posible.
- El gancho de la grúa auxiliar estará dotado de cerradura de seguridad.
- Al abandonar la cabina del camión, el conductor deberá colocarse el casco de seguridad.
- Se circulará por los lugares señalizados hasta llegar al lugar de carga y descarga.

Protecciones colectivas

- Las operaciones de carga y descarga de los camiones, se realizarán en los lugares señalados para tal efecto.
- Todos los camiones dedicados al transporte estarán en perfectas condiciones de mantenimiento y conservación.
- Antes de iniciar las maniobras de carga y descarga del material, además de haber sido accionado el freno de mano de la cabina del camión, se colocarán falcas de inmovilización de las ruedas, en prevención de accidentes por quiebra mecánica.
- El ascenso y descenso de las cajas de los camiones se realizará con escaleras metálicas, dotadas de ganchos de inmovilización y seguridad.
- El máximo permitido para materiales sueltos, no superará la pendiente ideal del 5% y se cubrirá con una lona, en previsión de pérdidas de carga.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad.
- Cinturón de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Manoplas de cuero.
- Guantes de cuero.
- Calzado para la conducción de camiones.

1.8.2 Camión grúa

Equipo de trabajo formado por un vehículo tractor, sobre ruedas o sobre orugas, dotado con sistemas de propulsión y dirección propios, sobre el chasis del cual se acopla un aparato de elevación tipo pluma.

Riesgos

- Caída de personas a diferente nivel.
- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de objetos por manipulación.
- Caída de objetos desprendidos.
- Golpes contra objetos inmóviles.
- Golpes y contactos con elementos móviles de la máquina.
- Atascamientos por objetos o entre objetos.
- Atascamientos por vuelco de la máquina.
- Contactos térmicos.
- Contactos eléctricos.

- Incendios.
- Atropellos, golpes y choques con vehículos o contra vehículos.
- Riesgo de daños a la salud derivados de la exposición a agentes físicos: ruidos y vibraciones.
- Otros: caída de rayos a la grúa.

Medidas preventivas

- Uso de carretillas elevadoras adaptadas al RD 1215/1997.
- Se recomienda que la carretilla elevadora automotor esté dotada con avisador lumínico de tipo rotatorio.
- Ha de estar dotado con señal acústica de marcha atrás.
- Cuando esta máquina circule únicamente por la obra, hace falta verificar que la persona que la conduce está autorizada, tiene la formación específica y se ha leído el manual de instrucciones de la máquina. Si la máquina circula por una vía pública, además, hace falta que el conductor tenga el carné de conducir B.
- Se debe verificar que la persona que conduce la carretilla elevadora automotor está autorizada.
- Antes de iniciar los trabajos, se debe comprobar que todos los dispositivos de la carretilla elevadora automotor responden correctamente y están en perfecto estado: frenos, neumáticos, etc.
- Por usar el teléfono móvil durante la conducción, hace falta disponer de un sistema de manos libres.
- Ajustar el asiento y los mandos a la posición adecuada.
- Asegurar la máxima visibilidad de la carretilla elevadora automotor limpiando los retrovisores, los parabrisas y los espejos.
- Verificar que la cabina está limpia y no tiene restos de aceite, grasa o barro ni objetos descontrolados en la zona de los mandos.
- El conductor se debe limpiar el calzado antes de subir a la máquina.
- Se debe subir y bajar de la carretilla elevadora automotor sólo por el acceso previsto por el fabricante. Hace falta comprobar que todos los rótulos de información de los riesgos estén en buen estado y sitios en lugares visibles.
- Se debe verificar la existencia de extintor en la carretilla elevadora automotor.
- Verificar que la altura máxima de la carretilla elevadora automotor es la adecuada para evitar interferencias con elementos viarios, líneas eléctricas o similares.
- Mantener limpios los accesos, los asideros y las escaleras.

Equipos de protección individual

- Casco (sólo fuera de la máquina y siempre que la cabina no esté cubierta).
- Protectores auditivos: tapones o auriculares (cuando sea necesario).
- Guantes contra agresiones mecánicas (en tareas de mantenimiento).
- Calzado de seguridad.
- Fajas y cinturones antivibraciones.
- Ropa y accesorios de señalización (sólo fuera de la máquina).

1.8.3 Grúa autopropulsada

Riesgos

- Vuelco de la grúa autopropulsada.

- Atascamientos.
- Caídas a diferente nivel.
- Atropello de personas.
- Golpes por la carga.
- Desplome de la estructura en montaje.
- Contacto con la energía eléctrica.
- Caídas al subir o bajar de la cabina.

Medidas preventivas

- Se comprobará el correcto apoyo de los mecanismos estabilizadores antes de entrar en servicio la grúa autopropulsada.
- Se dispondrá en obra de una partida de tablones de 7 cm. de grueso, para ser utilizada como plataformas de reparto de cargas de los gatos estabilizadores, en el caso de que se tenga que apoyar sobre terrenos blandos.
- Las maniobras de carga (o descarga) serán siempre realizadas por un especialista, en previsión de los riesgos por maniobras incorrectas.
- Se prohíbe expresamente sobrepasar la carga máxima admitida por el fabricante de la grúa autopropulsada, en función de la longitud en servicio del brazo.
- El gruista tendrá la carga suspendida siempre a la vista. Si esto no fuera posible, las maniobras estarán expresamente dirigidas por un señalizador.
- Se prohíbe utilizar la grúa autopropulsada para arrastrar las cargas, por ser una maniobra insegura.

Protecciones colectivas

- La grúa autopropulsada tendrá al día el libro de mantenimiento, en prevención de los riesgos por quiebra mecánica.
- El gancho (o el doble gancho) de la grúa autopropulsada estará dotado de cerradura (o cerraduras) de seguridad, en prevención del riesgo de caídas de la carga.
- Se prohíbe permanecer o realizar trabajos en un radio de 5 metros (como norma general), en torno a la grúa autopropulsada en prevención de accidentes.
- Se prohíbe permanecer o realizar trabajos dentro del radio de acción de cargas suspendidas, en prevención de accidentes.
- Se instalarán señales de "PELIGRO OBRAS", para la orientación de los vehículos automóviles a los que la ubicación de la máquina desvíe de su normal recorrido.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad (si existe el riesgo de caída de objetos o de golpes en la cabeza).
- Guantes de cuero.
- Guantes impermeables (mantenimiento).
- Botas de seguridad (si fueran necesarias).
- Ropa de trabajo.
- Calzado antideslizante.
- Zapatos para conducción viaria.

1.9 Riesgos y medidas preventivas en trabajos posteriores

El apartado 6 del artículo 5 del Real Decreto 1627/1997 establece la inclusión en el Estudio de Seguridad y Salud de las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

De acuerdo con lo previsto en el Proyecto Constructivo, se puede indicar lo siguiente:

- La empresa explotadora o titular de la infraestructura, será quien considerando los trabajos a realizar con posterioridad a la ejecución de la obra, y siempre una vez finalizada y recibida ésta, deberá evaluar los riesgos laborales y establecer medidas preventivas y de protección en cumplimiento de la Ley 31/1995 y posterior reglamentación que la desarrolla.
- Respecto a posibles trabajos posteriores de mantenimiento, conservación y reparación de la infraestructura construida, la información sobre los riesgos laborales y las medidas preventivas y de protección contenida en este Estudio, podrá servir en su día, de base para la identificación de los riesgos correspondientes a estos trabajos posteriores, que vendrán determinados por la naturaleza y las características del trabajo a realizar. Así mismo, deberá conocerse el Proyecto Constructivo o el Proyecto *As-Built* para conocer las características, particularidades y condiciones técnicas de la infraestructura construida para una eficaz y eficiente identificación y prevención de riesgos.
- Cada una de las empresas que ejecute trabajos de mantenimiento y conservación cumplirá la Ley 31/1995 sobre prevención de riesgos laborales y la normativa reglamentaria que la desarrolla, y concretamente deberá tener conocimiento del contenido de este Estudio de seguridad y salud de la obra para corroborar y complementar su evaluación de riesgos y planificación de la actividad preventiva de acuerdo a los trabajos posteriores que realice y condiciones de trabajo asociadas a las características de la infraestructura.
- En su caso, si las tareas posteriores de mantenimiento, conservación y reparación lo requieren, se deberá atender a lo establecido en el RD 1627/1997. En caso que sea necesario elaborar un proyecto, la información contenida en este Estudio de Seguridad y Salud podrá utilizarse para la elaboración del correspondiente Estudio de Seguridad y Salud o Estudio básico de Seguridad y Salud.
- En los trabajos que se tengan que realizar con posterioridad a la ejecución de la obra, deberá atenderse a las obligaciones de coordinación de actividades empresariales para la prevención de riesgos laborales (art. 24 Ley 31/1995 desarrollado por RD 171/2004).

2. Pliego de condiciones

2.1 Definición y alcance del Pliego

Este Pliego de Condiciones del Estudio de Seguridad y Salud comprende el conjunto de especificaciones que habrá de cumplir el Plan de Seguridad y Salud del Contratista.

2.2 Normativa legal de aplicación

Para la realización del Plan de Seguridad y Salud, el Contratista tendrá en cuenta la normativa existente y vigente en el transcurso de la redacción del Estudio de Seguridad y Salud, obligatoria o no, que pueda ser de aplicación. A título orientativo, y sin carácter limitativo, se adjunta una relación de normativa aplicable. El Contratista, no obstante, añadirá al listado general de la normativa aplicable a su obra las enmiendas de carácter técnico particular que no sean de la relación y corresponda aplicar a su Plan.

2.2.1 Textos generales

- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los Puestos de trabajo. R.D. 486/1997 de 14 de abril. BOE 23 de abril de 1997.

Ley de Prevención de Riesgos Laborales. Ley 31/1995 de 8 noviembre. BOE 10 de noviembre de 1995.

- Ley 54/2003 de 12 de diciembre, de Reforma del Marco Normativo de la Prevención de Riesgos Laborales.

- R.D. 171/2004 de 30 de enero, por el que se desarrolla el Art. 24 de la Ley 31/1995, en materia de coordinación en actividades empresariales.

- R.D. 614/2001 de 8 de Junio sobre disposiciones mínimas para la protección de la Salud y Seguridad de los trabajadores frente al Riesgo Eléctrico.

- Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo. R.D. 485/1997 de 14 de abril de 1997. BOE 23 de abril de 1997.

- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la Manipulación Manual de Cargas que comporten Riesgos, en particular sobre los lumbares, para los trabajadores. R.D. 487/1997 de 14 de abril de 1997. BOE 23 de abril de 1997.

- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas al Trabajo que incluyen pantallas de visualización. R.D. 488/1997 de 14 de abril de 1997. BOE de 23 de abril de 1997.

- Protección de los trabajadores contra los Riesgos relacionados con la Exposición a Agentes Biológicos durante el trabajo. R.D. 664/1997 de 12 de mayo. BOE de 24 de mayo de 1997.

- Exposición a Agentes Cancerígenos durante el trabajo. R.D. 665/1997 de 12 de mayo. BOE de 24 de mayo de 1997.

- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la Utilización por los trabajadores de Equipos de Protección Individual. R.D. 773/1997 de 30 de mayo. BOE de 12 de junio de 1997.

- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la Utilización por los trabajadores de los Equipos de Trabajo. R.D. 1215/1997 de 18 de julio. BOE de 7 de agosto de 1997.

- R.D. 2177/2004 de 12 de noviembre por el que se modifica el R.D. 1215/1997 en materia de trabajos temporales en altura. BOE de 13 de noviembre de 2004.

- Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de Construcción. R.D. 1627/1997 de 24 de octubre. BOE de 25 de octubre de 1997.

2.2.2 Instalaciones eléctricas

- R.D. 337/2014 de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- R.D. 223/2008 de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- R.D. 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

2.3 Condiciones económicas

2.3.1 Criterios de aplicación

El Art. 5.4 del R.D. 1627/1997 de 24 de octubre, mantiene para el sector la necesidad de estimar la aplicación de la Seguridad y Salud como un "coste añadido" al Estudio de Seguridad y Salud, y por consiguiente, incorporado al Proyecto.

El presupuesto para la aplicación y ejecución del estudio de Seguridad y Salud, deberá cuantificar el conjunto de gastos previstos, tanto por el que se refiere a la suma total como la valoración unitaria de elementos, con referencia al cuadro de precios sobre el que se calcula. Sólo podrán figurar partidas alzadas en los casos de elementos u operaciones de difícil previsión.

Las mediciones, calidades y valoración recogidas en el presupuesto del Estudio de Seguridad y Salud podrán ser modificadas o sustituidas por alternativas propuestas por el Contratista en su Plan de Seguridad y Salud, previa justificación técnica debidamente motivada, siempre que esto no suponga disminución del importe total ni de los niveles de protección contenidos en el Estudio de Seguridad y Salud.

2.4 Pliego de condiciones técnicas específicas de seguridad

2.4.1 Definición y características de los equipos y máquinas

Es un conjunto de piezas u órganos unidos entre sí, de los cuales uno al menos es móvil y dotado de órganos de accionamiento, circuitos de mando y de potencia, etc., asociados de forma solidaria para una aplicación determinada, en particular destinada a la transformación, tratamiento, desplazamiento y accionamiento de un material.

El término equipo y/o máquina también cubre:

- Un conjunto de máquinas que estén dispuestas y sean accionadas para funcionar solidariamente.
- Un mismo equipo intercambiable, que modifique la función de una máquina, que se comercializa en condiciones que permitan al propio operador, acoplar a una máquina, a una serie de ellas o a un tractor, siempre que este equipo no sea una pieza de repuesto o una herramienta.

Cuando el equipo y/o máquina disponga de componentes de seguridad que se comercialicen por separado para garantizar una función de seguridad en su uso normal, estos adquieren a los efectos del presente Estudio de Seguridad y Salud la consideración de Medio Auxiliar de Utilidad Preventiva (MAUP).

Características

Los equipos de trabajo y máquinas irán acompañados de unas instrucciones de utilización, tendidos por el fabricante o importador, en las cuales figurarán las especificaciones de mantenimiento, instalación y utilización, así como las normas de seguridad y cualquier otra instrucción que de forma específica sean exigidas en las correspondientes Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), las cuales incluirán los planos y esquemas necesarios para el mantenimiento y verificación técnica, estando ajustados a las normas UNE que le sean de aplicación.

Traerán además, una placa de material duradero y fijada con solidez en lugar bien visible, en la cual figurarán, como mínimo, los siguientes datos:

- Nombre del fabricante.
- Año de fabricación.
- Tipo y número de fabricación.
- Potencia en kW
- Código de homologación CE y certificado de seguridad de uso de entidad acreditada

2.4.2 Condiciones de los equipos y las máquinas

Elección de un equipo

Los equipos, máquinas y/o máquinas-herramienta habrán de seleccionarse en base a unos criterios de garantías de seguridad para su operación y respecto a su ambiente de trabajo.

Condiciones de utilización de los equipos y máquinas

Son las contempladas en el Anexo II del R.D. 1215, de 18 de julio sobre Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los Equipos de trabajo.

Almacenaje y mantenimiento

Se seguirán escurpulosamente las recomendaciones de almacenamiento fijados por el fabricante y contenidas en la “Guía de mantenimiento preventivo”.

Se reemplazarán los elementos, se limpiarán, engrasarán, pintarán, ajustarán y se colocarán en el lugar asignado, siguiendo las instrucciones del fabricante.


Se almacenarán en compartimentos amplios y secos, con temperaturas comprendidas entre 15 y 25°C.

2.4.3 Normativa aplicable

- R.D. 1644/2008 de 10 de Octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas.

DOCUMENTO Nº 6

PRESUPUESTO


	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	PRESUPUESTO
---	---	-------------

ÍNDICE

1. SUMINISTRO DE EQUIPOS ESTRATÉGICOS.....	2
2. SUMINISTRO DE EQUIPOS PRINCIPALES.....	4
3. SUMINISTRO DE CONDUCTORES Y ACCESORIOS.....	5
4. SISTEMA DE RED DE TIERRA.....	6
5. TRÁMITES PREVIOS.....	7
6. PRESUPUESTO GENERAL.....	7

1. SUMINISTRO DE EQUIPOS ESTRATÉGICOS				
	Descripción	Uds.	Ud. (€)	Total (€)
1.1	Seccionador tripolar rotativo 400 kV Suministro y montaje de seccionador tripolar rotativo MESA SG3CT-420/4000, con doble seccionamiento y doble puesta a tierra.	4	68.394,67	273.578,68
1.2	Transformador de tensión 400 kV para medida Suministro y montaje de transformador de tensión inductivo ARTECHE UTF-420, en intemperie, con doble devanado secundario, para medida fiscal y control de medida.	8	23.117,21	184.937,68
1.3	Transformador de intensidad 400 kV para medida Suministro y montaje de transformador de intensidad ARTECHE CA-420, en intemperie, con dos devanados primarios y doble secundario, para medida fiscal y control de potencia.	8	19.299,45	154.395,60
1.4	Interruptor automático 400 kV Suministro y montaje de interruptor automático ABB LTB 420E2, intensidad asignada 4000 A y poder de corte 50 kA.	8	119.837,56	958.700,48
1.5	Transformador de tensión 400 kV para protección Suministro y montaje de transformador de tensión inductivo ARTECHE UTF-420, en intemperie, con un devanado secundario para protección.	8	28.479,91	227.839,28
1.6	Transformador de intensidad 400 kV para protección Suministro y montaje de transformador de intensidad ARTECHE CA-420, en intemperie, con cuatro devanados secundarios para protección.	8	21.086,06	168.688,48
1.7	Autoválvula de óxido de zinc 400 kV Suministro y montaje de autoválvula de óxido de zinc ABB EXLIM P372-GH420, en intemperie, con envolvente aislante exterior en porcelana.	8	7.407,70	59.261,60
1.8	Transformador de potencia bifásico 30 MVA, 405/2x27,5 kV Suministro y montaje de transformador de tracción bifásico ABB de 30 MVA, 405 \pm 7,4%/2x27,5 kV, en instalación intemperie, aislamiento en aceite.	4	1.321.114,38	5.284.457,52
1.9	Autoválvula de óxido de zinc 55 kV Suministro y montaje de autoválvula de óxido de zinc ABB POLIM-H 32 N, en intemperie, con envolvente aislante exterior en silicona.	50	1.963,34	98.167,00
1.10	Conjunto de 10 celdas bifásicas encapsuladas de 55 kV Suministro y montaje de conjunto de 10 celdas bifásicas encapsuladas en aislamiento SF ₆ MESA CBGS-2, para control y protección, acoplamiento de barras, remonte longitudinal y medida, todas ellas ubicadas en el edificio de control.	1	502.347,46	502.347,46

1.11	Conjunto 8 de celdas bifásicas encapsuladas de 55 kV Suministro y montaje de conjunto de 8 celdas bifásicas encapsuladas en aislamiento SF ₆ MESA CBGS-2, para control y protección, acoplamiento de barras, remonte longitudinal y medida, todas ellas ubicadas en el edificio de control.	1	390.714,69	390.714,69
1.12	Conjunto de 5 celdas bifásicas encapsuladas de 55 kV Suministro y montaje de conjunto de 5 celdas bifásicas encapsuladas en aislamiento SF ₆ MESA CBGS-2, para control, protección y medida, todas ellas ubicadas en el edificio de control.	4	248.984,71	995.938,84
1.13	Conjunto de 4 celdas bifásicas encapsuladas de 55 kV Suministro y montaje de conjunto de 4 celdas bifásicas encapsuladas en aislamiento SF ₆ MESA CBGS-2, para control, protección y medida, todas ellas ubicadas en el edificio de control.	5	193.654,78	968.273,90
1.14	Conjunto de 10 celdas bifásicas encapsuladas de 55 kV Suministro y montaje de conjunto de 10 celdas bifásicas encapsuladas en aislamiento SF ₆ MESA CBGS-2, para control y protección, acoplamiento de barras, remonte longitudinal y medida, todas ellas ubicadas en el edificio de control.	1	488.634,36	488.634,36
1.15	Conjunto de 2 celdas monofásicas encapsuladas de 27,5 kV Suministro y montaje de conjunto de 2 celdas monofásicas encapsuladas en aislamiento SF ₆ MESA CBGS-0, para remonte y protección, todas ellas ubicadas en el edificio de control.	15	71.472,81	1.072.092,15
1.16	Autotransformador de potencia 10 MVA, 2x27,5 kV Suministro y montaje de autotransformador de tracción ABB de 10 MVA, 2x27,5 kV, en instalación intemperie, aislamiento en aceite.	22	103.330,99	2.273.281,78
1.17	Seccionador bipolar 55 kV Suministro y montaje de seccionador bipolar MESA SG-52/2000 de doble apertura lateral.	21	7.935,89	166.653,69
1.18	Armario barra cero SET Suministro y montaje de armario barra cero CUADRELEC. Incluyendo conexiones, embarrado de cobre y transformadores de corriente.	2	3.155,90	6.311,80
1.19	Armario barra cero ATI Suministro y montaje de armario barra cero CUADRELEC. Incluyendo conexiones, embarrado de cobre y transformadores de corriente.	9	3.444,47	31.000,23
1.20	Armario barra cero ATF Suministro y montaje de armario barra cero CUADRELEC. Incluyendo conexiones, embarrado de cobre y transformadores de corriente.	1	3.949,04	3.949,04

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	PRESUPUESTO
---	---	--------------------

1.21	Transformador monofásico SS.AA. 250 kVA, 27,5 kV Suministro y montaje de transformador monofásico seco para alimentación de servicios auxiliares ABB de 250 kVA, 27,5 \pm 2,5%, \pm 5%/0,23 kV, ubicado en el edificio de control.	4	14.828,36	59.313,44
1.22	Transformador monofásico SS.AA. 100 kVA, 27,5 kV Suministro y montaje de transformador monofásico seco para alimentación de servicios auxiliares ABB de 100 kVA, 27,5 \pm 2,5%, \pm 5%/0,23 kV, ubicado en el edificio de control.	20	11.415,84	228.316,80
1.23	Grupo electrógeno 100 kVA, 230 V Suministro, montaje e instalación de grupo electrógeno monofásico HIMOINSA HFW-105 M5 de 100 kVA, combustible gasóleo y arranque eléctrico por baterías de 12V.	2	14.119,32	28.238,64

TOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS ESTRATÉGICOS	14.625.093,14 €
---	------------------------

2. SUMINISTRO DE EQUIPOS PRINCIPALES				
	Descripción	Uds.	Ud. (€)	Total (€)
2.1	Alumbrado y fuerza SET Suministro, montaje y conexionado de elementos de alumbrado y fuerza, incluido tubos, cajas y accesorios.	2	25.380,68	50.761,36
2.2	Alumbrado y fuerza ATI Suministro, montaje y conexionado de elementos de alumbrado y fuerza, incluido tubos, cajas y accesorios.	9	13.105,86	117.952,74
2.3	Alumbrado y fuerza ATF Suministro, montaje y conexionado de elementos de alumbrado y fuerza, incluido tubos, cajas y accesorios.	1	15.044,98	15.044,98
2.4	Cuadro de servicios auxiliares 230 V_{ca} SET Suministro y montaje de cuadro de servicios auxiliares de 230 V _{ca} , con unidad de protección y conmutación automática de transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.	2	38.609,60	77.219,2
2.5	Cuadro de servicios auxiliares 230 V_{ca} ATI, ATF Suministro y montaje de cuadro de servicios auxiliares de 230 V _{ca} , con unidad de protección y conmutación automática de transformadores de SS.AA.	10	15.193,18	151.931,80


TOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS PRINCIPALES	412.910,08 €
--	---------------------

3. SUMINISTRO DE CONDUCTORES Y ACCESORIOS				
3.1	Conductor dúplex LA-545 Suministro, tendido y conexionado de cable de aleación aluminio-acero GENERAL CABLE 485-AL1/63-ST1A para conexionado en AT.	416	12,33	5.129,28
3.2	Conductor Al 40/30 Suministro y montaje de tubo de aluminio VALGAÑÓN EN AW-6063 40/30, incluyendo material auxiliar.	380	96,53	36.681,40
3.3	Aislador soporte 55 kV Suministro y montaje de aislador 55 kV POINSA C4-250, en intemperie, con envoltorio aislante exterior en porcelana.	152	1.118,95	170.080,40
3.4	Cable de cobre 185 mm ² , 36/66 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x185 H25 Cu.	1.820	36,03	65.574,60
3.5	Cable de cobre 150 mm ² , 36/66 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x150 H25 Cu.	4.980	27,19	135.406,20
3.6	Cable de cobre 120 mm ² , 36/66 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE SILEC RHZ1 36/66kV 1x120 H25 Cu.	420	24,18	10.155,60
3.7	Terminal cable 55 kV Suministro y montaje de terminal flexible 55 kV para conexión de cable en AT, en intemperie, totalmente terminado.	264	341,11	90.053,04
3.8	Cable de cobre 120 mm ² , 0,6/1 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 1x120 Cu.	125	12,54	1.567,50
3.9	Cable de cobre 95 mm ² , 0,6/1 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 1x95 Cu.	300	10,02	3.006,00
3.10	Cable de cobre 25 mm ² , 0,6/1 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 1x25 Cu.	60	3,36	201,60

3.11	Cable de cobre 16 mm ² , 0,6/1 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 1x16 Cu.	150	2,39	358,50
3.12	Cable de cobre 2,5 mm ² , 0,6/1 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE EXZHELLENT RZ1F3Z1-K (AS) 0,6/1kV 1x2,5 Cu.	1.650	1,03	1.699,50
3.13	Cable de cobre 6 mm ² , 0,6/1 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 1x6 Cu.	1.780	1,41	2.509,80
3.14	Cable de cobre 4 mm ² , 0,6/1 kV, aislamiento XLPE Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE ARMIGRON REF3Z1-K (S) 0,6/1kV 1x4 Cu.	1.440	1,22	1.756,80

TOTAL SUMINISTRO DE CONDUCTORES Y ACCESORIOS	524.180,22 €
---	---------------------

4. SISTEMA DE RED DE TIERRA				
	Descripción	Uds.	Ud. (€)	Total (€)
4.1	Cable de cobre 300 mm ² , desnudo Suministro y tendido de cable de cobre GENERAL CABLE de 300 mm ² desnudo para red de tierra.	36.100	18,35	662.435,00
4.2	Cable de cobre 150 mm ² , desnudo Suministro, tendido y conexionado de cable de cobre GENERAL CABLE de 150 mm ² desnudo para red de tierra.	3.350	15,39	51.556,50
4.3	Pica de tierra 14,6 mm diámetro Suministro y montaje de pica de acero cobreado INDUSTRIAS MORA de 14,6 mm de diámetro, incluida soldadura aluminotérmica y piezas de conexión.	257	832,78	214.024,46
4.4	Soldadura aluminotérmica en cruz Suministro de soldadura aluminotérmica en cruz para unión de cable de cobre de 300 mm ² desnudo para red de tierra.	11.613	14,43	167.575,59
4.5	Soldadura aluminotérmica en T Suministro de soldadura aluminotérmica en T para unión de cable de cobre de 300 mm ² desnudo para red de tierra.	2.580	9,30	23.994,00
4.6	Punta captadora simple Suministro, montaje y conexionado de punta captadora simple de acero inoxidable INGESCO IN2000-20 para red de tierra.	2	625,03	1.250,06

	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRACCIÓN Y CENTROS DE AUTOTRANSFORMACIÓN ASOCIADOS DE LA LÍNEA FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD ANTEQUERA - ALGECIRAS	PRESUPUESTO
---	---	-------------

4.7	Punta captadora múltiple Suministro, montaje y conexionado de punta captadora múltiple de acero inoxidable INGESCO Múltiple IN para red de tierra.	8	383,39	3.067,12
4.8	Cable de tierra-óptico 15,20 mm de diámetro Suministro, tendido y conexionado de cable de tierra óptico GENERAL CABLE OPGW 83/32 de 15,20 mm de diámetro para red de tierra.	295	5,32	1.569,40

TOTAL SISTEMA DE RED DE TIERRA	1.125.472,13 €
--------------------------------	----------------

5. TRÁMITES PREVIOS				
	Descripción	Uds.	Ud. (€)	Total (€)
5.1	Estudio de seguridad y salud	1	80.093,29	80.093,29

TOTAL TRÁMITES PREVIOS	80.093,29 €
------------------------	-------------

6. PRESUPUESTO GENERAL	
TOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS ESTRATÉGICOS	14.625.093,14 €
TOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS PRINCIPALES	412.910,08 €
TOTAL SUMINISTRO DE CONDUCTORES Y ACCESORIOS	524.180,22 €
TOTAL SISTEMA DE RED DE TIERRA	1.125.472,13 €
TOTAL TRÁMITES PREVIOS	80.093,29 €
SUBTOTAL 1	16.767.748,86 €

+ GASTOS GENERALES 15%	2.515.162,33 €
+ BENEFICIO INDUSTRIAL 6%	1.006.064,93 €
SUBTOTAL 2	20.288.976,12 €

+ I.V.A. 21%	4.260.684,98 €
--------------	----------------

TOTAL PRESUPUESTO	24.549.661,10 €
-------------------	-----------------

El presente Presupuesto asciende a la expresada cantidad de:

VEINTICUATRO MILLONES QUINIENTOS CUARENTA Y NUEVE MIL SEISCIENTOS SESENTA Y UN EUROS CON DIEZ CÉNTIMOS.

Autor del Proyecto

Pedro Martínez Torremocha